

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных
установками электроцентробежных насосов, в условиях Ванкорского нефтегазового
месторождения

Руководитель _____ к.т.н. доцент М.Т. Нухаев
подпись дата

Выпускник _____ А.О. Аникин
подпись дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«_____» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Аникину Алексею Олеговичу

Группа ЗНБ-12-04 Направление (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы «Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24 мая 2017 г.

Руководитель ВКР М.Т.Нухаев, доцент, к.т.н каф. РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной документации по Ванкорскому нефтегазовому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Обзор новых технологий и их применение;
4. Безопасность и экологичность производства.

Руководитель ВКР

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

А.О. Аникин

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 73 с., 17 рис., 14 табл.

ТОР, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ, СКВАЖИНА, ГАЗОСЕПАРАТОР, КВЧ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ОБВОДНЕННОСТЬ, КОРРОЗИЯ, АСПО.

Объектом исследования являются установки электроцентробежного насоса, работающие в скважинах Ванкорского месторождения, в условиях повышенных осложняющих факторов (повышенный ГФ, КВЧ, обводненность, коррозия, солеотложение, АСПО).

Целью данного исследования является повышение наработки на отказ УЭЦН в скважинах Ванкорского месторождения, путем уменьшения влияния осложняющих факторов за счет технологических и технических решений.

Данная проблема является актуальной и требует поиска путей решений, поскольку на Ванкорском месторождении наработка на отказ УЭЦН в скважинах составляет в среднем 31-180 суток, что приводит к значительным затратам на ремонтные работы и закупку нового оборудования, а также снижению добычи нефти.

В процессе работы были рассмотрены причины преждевременного выхода из строя УЭЦН и применяемые методы на Ванкорском месторождении по их решению. Проведен анализ существующих технологий по снижению влияния осложняющих факторов на работу УЭЦН, а также подобрана новая установка Technologies for Optimizing of Production компании Petro Energy Group и запатентованное защитное устройство скважинной установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях с учетом влияния осложняющих факторов. При использовании рекомендуемых технологий и оборудования ожидается увеличение дебита нефти, уменьшение дебита газа и процента обводненности, а также увеличение наработки УЭЦН и снижение экономических затрат связанных с проведением ремонтных работ, спускоподъемных операций, закупкой нового оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Геологическая часть.....	5
1.1 Общие сведения о месторождении	5
1.1.1 Расположение	5
1.1.2 Реки и озера	6
1.1.3 Климат, растительный и животный мир.....	7
1.1.4 Грунт.....	7
1.1.5 Коренное население.....	8
1.1.6 Нефтепроводы и дороги	8
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.2.1 Залежь пласта Дл-I-III.....	10
1.2.2 Залежи пласта Як	10
1.2.3 Залежь пласта Сд-IX	12
1.2.4 Залежи пласта Нх	12
1.2.5 Коллекторские свойства пород.....	13
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	14
1.4 Физико-химические свойства нефти газа и воды	15
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	20
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза.....	26
2 Технологическая часть.....	28
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения	28
2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения.	29
2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки	31
2.4 Анализ состояния фонда скважин.....	31
2.5 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении	31
2.6 Анализ выработки запасов нефти.....	32
2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	33
3 Специальная часть.....	35
3.1 Общая схема и основные элементы установки погружного центробежного насоса	35
3.2 Осложняющие факторы, влияющие на работу УЭЦН в скважинах..	36
3.2.1 Обводненность и высокий газовый фактор.....	36
3.2.2 Механические примеси	41
4 Безопасность и экологичность.....	49
4.1. Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	49

4.2. Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	51
4.3. Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	52
4.4. Обеспечение безопасности технологического процесса	53
4.5. Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	54
4.6. Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	56
4.7. Экологичность проекта.....	57
Заключение.....	59
Список сокращений.....	61
Список используемых источников.....	61
Приложение А.....	63
Приложение Б.....	64
Приложение В.....	65
Приложение Г.....	66
Приложение Д.....	67
Приложение Е.....	68
Приложение Ж.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Добыча сырья в бытовом сознании всегда считалась чем-то очень простым и неперспективным. Это не так. На сегодняшний день добыча и переработка полезных ископаемых – высокотехнологичные производства, которые используют самые современные научные разработки.

А.А. Коршак утверждает, что первобытному человеку было достаточно 300г условного топлива (210 ккал или 8,8 МДж) в день, получаемых вместе с пищей, а сегодня в развитых странах на одного человека в год тратиться до 13 т условного топлива. Вследствие научно-технической революции расход энергии во всех ее видах растет, удваиваясь каждые 10 лет. Именно поэтому крайне важно обеспечить не только интенсивный темп добычи углеводородов, но и максимальное извлечение их из недр, для обеспечения высоких показателей работы нефтегазодобывающих предприятий. Однако в связи с осложнениями, возникающими при эксплуатации скважин, данная задача трудно выполнима [1].

На Ванкорском месторождении такие осложнения могут быть обусловлены выходом из строя УЭЦН в результате:разъедания рабочих колес песком, коррозии, отложения парафинов, солей, высоким газосодержанием на приеме насосов, и др. факторов.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются особенности разработки Ванкорского месторождения. Предлагается рассмотреть и приметить новую технологию TechnologiesforOptimizatingofProduction компании PetroEnergyGroup, а также применитьзапатентованное защитное устройство скважинной установки электроцентробежного насоса, исходя из особенностей месторождения, физико-химических свойств нефти, условий залегания пластов, а также с учетом осложняющих факторов.

Дается оценка деятельности предприятия с точки зрения экологичности и безопасности выполняемых работ, согласно стандартам охраны окружающей среды и промышленной безопасности, при разработке месторождения и эксплуатации скважин.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

1.1.1 Расположение

Ванкорское месторождение было открыто еще в 1988 году, однако активных работ по его освоению не велось. В 2003 году «Роснефть» стала первой российской компанией, осуществившей поглощение иностранной компании, акции которой обращались на Лондонской фондовой бирже, что и позволило ей получить права на разработку месторождения.

Ванкор - это производственный участок, построенный для освоения одноименного газонефтяного месторождения. Он находится на границе Красноярского края и Таймырского Автономного Округа, на территории Туруханского района Красноярского края, за исключением его северной части, которая частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Примерное расположение месторождения: – между 67° 40' и 68° 10' северной широты; – между 82° 45' и 83° 45' восточной долготы. В приложении А представлена обзорная карта месторождения.

Также месторождение расположено на территории двух лицензионных участков. Лицензия КРР 12564 НР от 02.08.2004 года выдана ЗАО «Ванкорнефть» на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр южной части Ванкорского месторождения, лицензия ДУД 13731 НР от 18.08.2006 года выдана ЗАО «Таймырнефть» на разработку северной части месторождения и переоформлена на ЗАО «Ванкорнефть» в 2007г. Срок окончания лицензии ЗАО «Ванкорнефть» - 31.12.2017 года.

На сегодняшний день ЗАО «Ванкорнефть» является одним из ведущих нефтедобывающих подразделений ОАО «НК «Роснефть» и добывает более 10% нефти от объема общей добычи Компании, на рисунке 1 представлена структура фонда добычи нефти ОАО «НК «Роснефть».

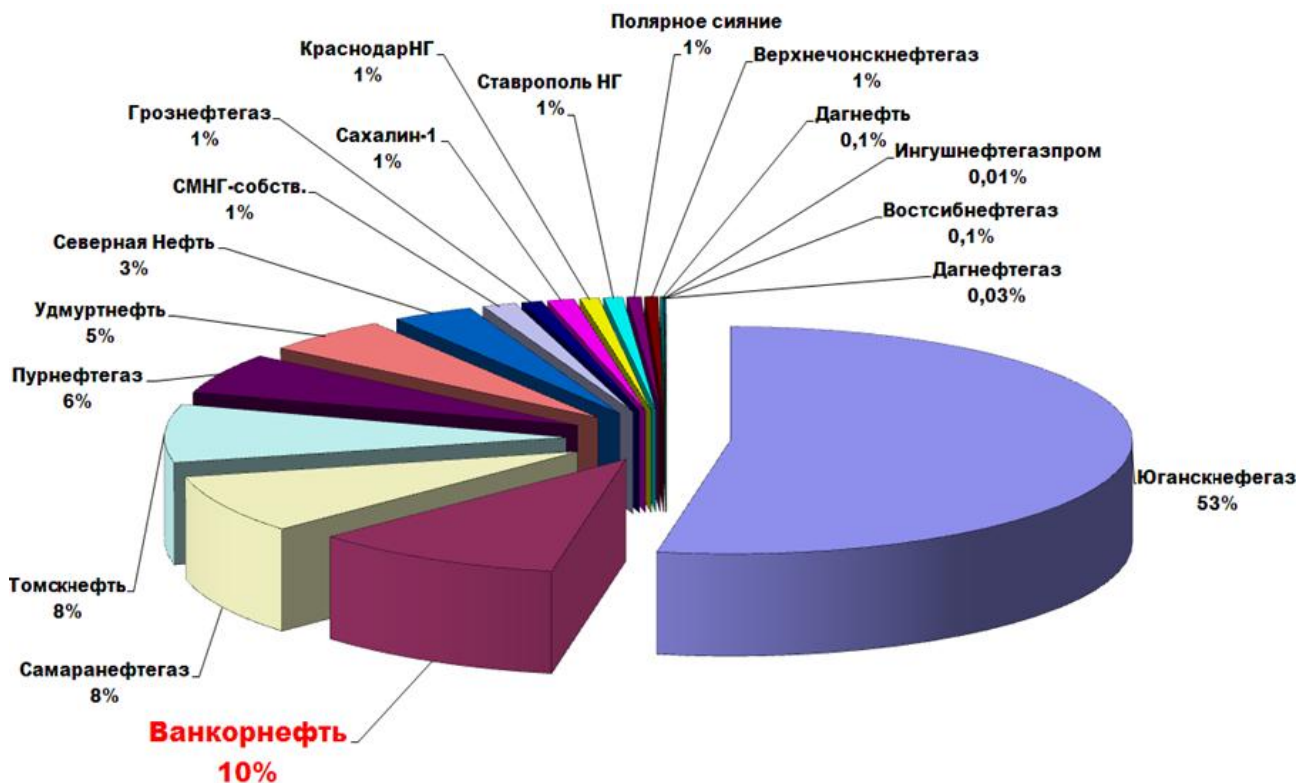


Рисунок 1 – Структура фонда добычи нефти ОАО «НК «Роснефть»

По воздуху на Ванкор можно добраться только вертолетом, взлетной полосы на Ванкорском месторождении нет, имеются только вертолетные площадки. Ближе всего находится город Игарка, от Игарки до Ванкора лететь около 120-140 км. Аэропорт Игарки находится на острове с именем «Остров Игарский». Взлетная полоса была модернизирована под большой транспорт, специально под Ванкор. В этом месте река Енисей делает крутую излучину и на верхнем повороте образуется остров длиной около 6 км, на этом острове и находится аэропорт, сама Игарка- напротив на берегу.

1.1.2 Реки и озера

Вахтовый Ванкор находится не далеко от реки БольшаяХета, практически это самый центр месторождения. Само месторождение площадью 35 на 25 километров, разделено рекой пополам. Большая Хета судоходная река, в период большой воды. От сюда идут грузы из Дудинки, на прямую от Дудинки до Ванкора больше 200 километров, по реке 440 километров. Река Большая Хета протекает через все месторождение, в месте устья Лодочной, находится причал месторождения.

Местность представляет собой лесотундру на севере переходящая в тундру, залесенную только по берегам рек. По всей территории Ванкорского месторождения, множество озер, малых и средних размеров, большинство из которых не имеют названия. Самые крупные озера имеют площадь 15-20км². Высотные отметки в пределах месторождения в пределах 69-100м.

1.1.3 Климат, растительный и животный мир

Для зональных условий рассматриваемой территории характерны кустарниковые субарктические тундры (ерниковые и тальниковые), редколесья и участки редкостойных лесов (с участием лиственницы, березы, ели и сосны).

Доминирующее положение в растительном покрове участка проектирования занимают кустарничковые сообщества, сфагновые мхи и лишайники. Среди кустарничков повсеместно доминируют багульник болотный и голубика. Проектное покрытие кустарничков – 25-30%. Мощность мохово-лишайникового покрова 10-30 см, проективное покрытие на ненарушенных участках до 100%. Травянистых растений мало – 3-5 %, среди которых преобладает осока мечелистная, арктагrostис широколистный, нардосмия холодная. Деревья встречаются единично и в составе отдельных редколесных участков. Основным видом является лиственница сибирская (*Lárixsibírica*).

Зоогеографически Ванкорское месторождение относится к лесотундрово-северотаежной подзоне, где встречаются 103 вида птиц, 36 видов млекопитающих, 2 вида земноводных, 2 вида пресмыкающихся (всего 143 вида).

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Многолетняя среднегодовая температура воздуха для района изысканий составляет минус 8,4°C. Средняя месячная температура самого холодного месяца – января – составляет минус 28,1, самого теплого июля – плюс 15,1. В течение пяти зимних месяцев (ноябрь – март) средние месячные температуры держатся ниже минус 20°C. Абсолютный минимум температуры воздуха составляет минус 60°C.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, в среднем 250-500мм в год. Наибольшее количество осадков приходится на август – сентябрь. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках – до одного метра, в оврагах, распадках – до 3,0м.

На протяжении всего года на данной территории дуют сильные ветры. Максимальная сила ветра достигает 25м/сек, средняя скорость ветра – 5-7м/сек. Район участка относится к VI климатической зоне.

1.1.4 Грунт

Многолетнемерзлые грунты и породы на Ванкорском месторождении распространены до глубины 540 м со средней температурой –3 °С. Наиболее сложные мерзлотные условия связаны с залеганием четвертичных отложений мощностью 75–80 м. Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78°C/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2км и 3км соответственно равна 44°C и 68°C.

1.1.5 Коренное население

Коренное население: селькупы, ненцы, нанайцы – занимаются рыболовством, охотой и оленеводством. Доля трудоспособного населения 50-55%. Плотность населения менее 1чел. на 1км². Нефтяники оказывают практическую помощь коренным малочисленным народам Севера. Организация медобслуживания жителей отдаленных поселков, содействие в проведении национальных праздников, адресная благотворительная помощь – все это повышает качество жизни в северных районах. По ванкорским зимникам везут продукты и товары народного потребления с «материка». Строит их компания для своих нужд, чтобы завозить грузы, но пользоваться дорогами могут и коренные жители. Так, ванкорский зимник связывает Игарку с Новым Уренгоем (ЯНАО, Тюменская область).

1.1.6 Нефтепроводы и дороги

Внешний транспорт нефти осуществляется по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». Ввиду наличия по трассе трубопроводов многолетнемерзлых грунтов, имеющих сплошное распространение, трубопроводы прокладываются надземно, на опорах высотой не менее 1,6 м и выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м.

В связи с тем, что теплоснабжение зданий и сооружений осуществляется электрической энергией, прокладка трубопроводов тепловых сетей не предусмотрена.

На кустовой площадке к технологическим трубопроводам относятся трубопроводы, прокладываемые внутри куста скважин. К промысловым - от блока технологического до границы куста. Все трубопроводы, прокладываемые на кустовой площадке, располагаются надземно на эстакадах и отдельно стоящих опорах.

Трубопроводы пересекают внутрипромысловые дороги с грунтовым и твердым покрытием. Переходы трубопроводов через автодороги предусматриваются надземно. Высота от верха покрытия дорог до низа строительной конструкции принята не менее 5,0 м.

В пойменной части реки Большая Хета переходы нефтегазопроводов DN 700 через автомобильные дороги выполнены подземно в футляре диаметром 1220мм в заводском трехслойном покрытии на основе экструдированного полиэтилена.

Глубина прокладки под дорогами принята не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра. Концы футляров выводятся на расстояние 5м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Автодороги выполнены с песчаным покрытием, они связывают все части месторождения: УПСВ-Ю, ЦПС и ОБП, причал и вертолетные площадки,

кустовые площадки и т.д. Для уменьшения высоты насыпи, предотвращения растепления вечной мерзлоты используются теплоизолирующие прослойки, обладающие небольшим коэффициентом теплопроводности и достаточной прочностью («Пеноплэкс»).

При необходимости в зимний период по территории месторождения прокладываются зимники. Ближайшая железнодорожная станция Уренгой, имеющая погрузочно-разгрузочные площадки, расположена в трехстах километрах к юго-западу от месторождения. От станции Уренгой до Заполярного месторождения, расположенного в двухстах километрах к северу, проезд возможен в любое время года по автомобильной дороге с твердым покрытием. От Заполярного месторождения до Ванкорского месторождения проложен зимник Заполярное – Надо-Марра – Ванкор.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Рассматриваемая территория расположена на границе западного окончания Сибирской платформы, скрытого под чехлом мезозойских отложений и восточного окончания Западно-Сибирской платформы, в строении которой участвуют мезокайнозойские отложения с относительно постоянным литологическим составом в разрезе на всей площади структуры и однообразным, равнинным обликом поверхности. Рельеф тундры в основном представляет собой равнину с небольшими возвышенностями и холмами. Наряду с этим встречаются в большом количестве замкнутые понижения, занятые озерами.

На Ванкорском месторождении существуют несколько продуктивных пластов: долганской (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II, Як-III -IV) суходудинской (пласт СД-IV) и нижнехетской свит (пласты Нх-I, Нх-III-IV). Стратиграфический разрез представлен на рисунке 2.

Нефти Ванкорского месторождения отбираются из двух горизонтов Нижнехетского и Яковлевского. Нефти Нижнехетского горизонта относятся к легким нефтям, малосернистым, мало-смолистым, маловязким, парафинистым с высокой температурой застывания. Нефти Яковлевского горизонта битуминозные, малосернистые, смолистые, вязкие, малопарафинистые с низкой температурой застывания.

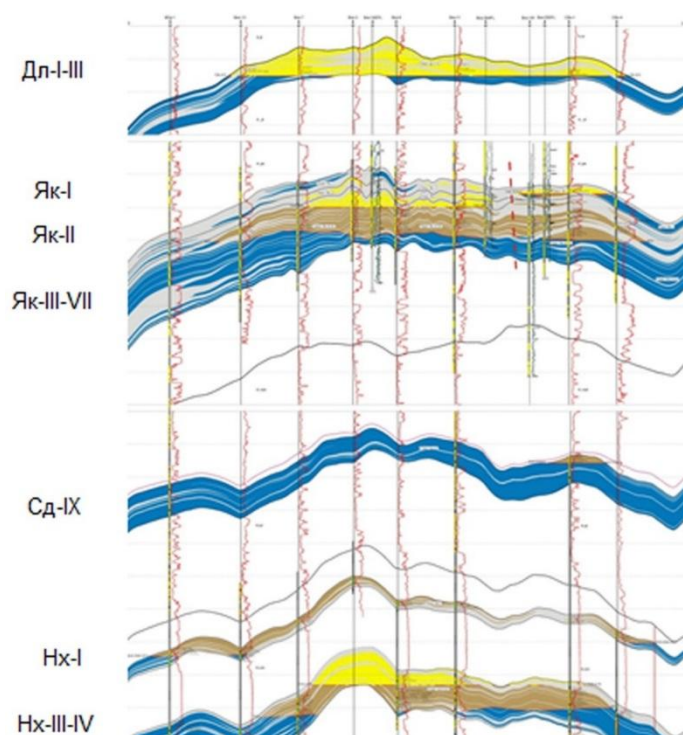


Рисунок 2 - Стратиграфический разрез

1.2.1 Залежь пласта Дл-I-III

Пласт Дл-I-III выделяется в кровельной части долганской свиты, связан с песчаными телами - Дл-I, Дл-II, Дл-III. Залежь газовая, пластовая, сводовая, размеры ее составляют 27x10 км, газовой контакт принят условно на абсолютной отметке - 978,6 м. высота залежи - около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, эффективные газонасыщенные значения толщин составляют 3,1-30 м. Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина по залежи 12 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения).

1.2.2 Залежи пласта Як

Нефтегазовая залежь пласта Як-I. Пласт Як-I выделяется в разрезе яковлевской свиты генетически связан с песчаными отложениями внешней части поймы, русел и береговых валов. В северном куполе выделена нефтегазовая залежь, в южном - газовая, разделенные зоной отсутствия коллектора.

Сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 7,7x5,8 км, высота 13 м. Наличие газа доказано на северном куполе структур. В остальных скважинах выделяются по ГИС газо- и нефтенасыщенные интервалы.

ГНК принят на а.о. - 1579,9 м, соответствующий утвержденному положению ГВК в ГКЗ-2008 г. ВНК варьируется по данным ГИС от а.о. -1581 м, до -1594,3 м, газонасыщенная толщина изменяется в скважинах от 1,8 м до

9м, средневзвешенная по площади 3,6 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,5 м до 10,6 м, средневзвешенная по площади 2,4 м.

Газовая залежь пласта Як-I. Приурочена к южному куполу месторождения, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Площади залежей Як-I-1 и Як-I-2 9,98 км² и 6,2 км² соответственно. Наличие газа опробованием не доказано, выявлены газонасыщенные интервалы в скважинах по ГИС. Для части залежи (Як-I-1) южного купола положение ГВК условно принято на а.о. -1588 м по подошве газонасыщенного интервала по ГИС. Для газовой залежи Як-I-2 положение ГВК принято на а.о. -1560 м по данным ГИС. Газонасыщенная толщина в залежи Як-I-1 изменяется в скважинах от 1м до 6,9 м и составляет в среднем 2,5 м. Газонасыщенная толщина в залежи Як-I-2 изменяется в скважинах от 0,7м до 3,4 м и составляет в среднем 1,7 м.

Нефтегазовая залежь пласта Як-II. Продуктивный пласт Як-II выделяется в разрезе яковлевской свиты и представлен широким спектром осадков континентальной группы фаций: от русловых фаций до пойменных и озерно-болотных. На большей части месторождения пласт формировался в пойменных условиях и полностью заглинизирован. Залежь пласта Як-II контролируется южным куполом структуры. Залежь пласта нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 9,6х15 км, высота 33 м.

ГНК условно принят на а.о. -1600 м по данным ГИС. Абсолютные отметки положения ВНК по данным ГИС изменяются от -1600,6 м до -1635,6 м.

Газонасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,5 м до 8,3 м, средневзвешенная по площади 2,5 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,4 м до 7,3 м, средневзвешенная по площади 2,4 м.

Нефтяная залежь пласта Як-III (новая)

Продуктивный пласт Як-III выделяется в разрезе яковлевской свиты и генетически связан с фациями русел меандрирующих рек, береговых валов, а также пойменных (озерно-болотных) отложений. Залежь пласта Як-III контролируется северным куполом структуры. Залежь пласта нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Литологическое ограничение, возможно, связано с присутствием конседиментационного нарушения. Размеры залежи 11х4 км, высота 40 м.

ВНК условно принят по самому низкому положению подошвы нефтенасыщенного коллектора, определённого на а.о. -1626,5 м.

Нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,3 м (скв. 506PL) до 10,2 м (скв. 168), средневзвешенная по площади 3,5 м.

Газонефтяная залежь пластов Як- III –VII. Осадконакопление пластов Як-III-VII происходило в переходных, в основном континентальных, условиях и связано с русловыми и пойменными фациями равнинных меандрирующих рек, причем генетически, по площади отложения пласта приурочены к разным

фациям. В основной южной части месторождения осадконакопление происходило в условиях надводной и подводной дельтовой равнины (отложения фронта дельты). В северной части месторождения пласт представлен преимущественно ярко выраженными континентальными фациями - прирусловыми отмелями, русловыми фациями, которые перекрываются толщей углисто-глинистых пород озерно-болотных пойменных отложений. Коллектора не выдержаны как по мощности, так и по латерали, имеют линзовидное строение. Речная долина с притоками имеет северо-восточное простирание. Залежь газонефтяная, массивная, сводовая. Размеры залежи 29х13 км, высота 79 м.

По данным ГИС в 25 эксплуатационных скважинах северного купола положение ГНК находится на а.о. -1616 м. Положение абсолютной отметки ВНК в подсчете ГКЗ-2008 составляло от -1635,2 м до -1653,9 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,6 м до 41,4 м, средневзвешенная по площади 17,7 м. Газонасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,7 м до 22,5 м, средневзвешенная по площади 6,9 м.

1.2.3 Залежь пласта Сд-IX

Газонефтяная залежь пласта Сд-IX. Продуктивный пласт Сд-IX выделяется в суходудинской свите, генетически связан с фациями отмелей и прибрежных валов. Залежь пласта газонефтяная, массивная, сводовая, литологически ограниченная, контролируется северным куполом. Литологическое ограничение, возможно, связано с присутствием конседиментационного нарушения. Размеры залежи 5,8х4 км, высота 18 м.

Положение ГНК принято на а.о. -2368 м по подошве газонасыщенного прослоя по ГИС, на а.о. -2368 м по результатам испытания МДТ получен газ, а на а.о. -2370,3 м получен приток нефти.

Положение ВНК в пласте Сд-IX принято по подошве нефтенасыщенного прослоя по ГИС на абс.отметке -2375 м. По результатам испытания МДТ на а.о. -2374,5 м получен приток нефти с обводненностью 80%, на а.о. -2375,7 м получен приток воды без признаков УВ.

Нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,9 м до 6,8 м, средневзвешенная по площади 3,5 м. Газонасыщенная толщина изменяется в скважинах от 0,8 м до 4,2 м, средневзвешенная по площади 1,4 м.

1.2.4 Залежи пласта Нх

Залежь пласта НХ-1 - газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 33,5х8,9-13,9 км, высота 115 м.

Положение ГНК принято на а.о. -2553,4 м по подошве газонасыщенного прослоя по ГИС. Положение ВНК изменяется от -2646,9 м до -2672,5 м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2646,6 м и -2666.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 0,7 до 18,5 м, составляя в среднем по залежи 7,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина, изменяется от 0 (на контуре ГНК) до 2 м, составляя в среднем по залежи 1,2 м.

Нефтегазоконденсатная залежь пластов Нх-III-IV- пластовая, сводовая. Размеры залежи 30х11 км, высота 110 м.

Абсолютная отметка ГНК составляет - 2710 м, принята по данным ГИС по повышенным показаниям АК и НГК одновременно, а также повышенным сопротивлением пласта. Положение ВНК для залежи Нх-III-IV определено в интервале -2747,1 м - 2766,8 м с общим наклоном в юго-восточном направлении.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 1,2 до 39,7 м, составляя в среднем по залежи 17,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина, изменяется от 0,7 до 42,6 м, составляя в среднем по залежи 14,5 м.

Сводная таблица геолого-физической характеристики месторождения представлена в приложении Б

1.2.5 Коллекторские свойства пород

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования кернa и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII Яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18%.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов – коллекторов по керну составляет 24,2%, а средняя проницаемость – 300,3 мД. Средняя величина водонасыщенности – 32,9%.

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV Нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов – коллекторов по керну составляет 17,9%, а средняя проницаемость – 50,1 мД. Средняя величина коэффициента водонасыщенности

– 49,8% . По данным ГИС средняя пористость равна 19,8%, средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8%. Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Для пласта Дл-I-III был произведен отбор керна из пяти скважин. Выполнено 135 определений пористости (3 скважины) и 138 определений проницаемости (3 скважины), 10 определений остаточной водонасыщенности (2 скважины).

Во всех скважинах проводился стандартный комплекс ГИС, включающий: методы ПС, КС (градиент- и потенциал-зонды), РЕЗ (резистивиметрия), ТМ (термометрия). Для оценки технического состояния скважин и качества цементирования обсадных колонн выполнялись замеры инклинометрии, ОЦК (отбивка цементного кольца), АКЦ (акустическая цементометрия), СГДТ (скважинная гамма-дефектометрия и толщинометрия).

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII Яковлевской свиты охарактеризован керном в 24 скважинах, среднее значение пористости составляет 27,5% по 1050 определениям. Среднее значение проницаемости 569,8 мД по 1094 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газо-нефтенасыщенной части пласта 23% по 162 определениям. Коэффициент вытеснения нефти водой определен на 131 образце собственного керна и равен 0,528. Стандартные исследования керна из разведочных и эксплуатационных скважин для пласта ЯК-III-VII представлены в таблице 3.

Для пласта Сд-IX Керн отобран из одной скважины. ФЕС по керну не определялись и приняты по ГИС. Коэффициент вытеснения принят по аналогии с Сузунским и Тагульским месторождениями и равен 0,494.

Для пластов Нх-I, НХ-III-IV был произведен отбор керна по пластам нижнехетского уровня из десяти скважин, выполнено 223 (по Нх-I), 244 (по НХ-III-IV) определений пористости, 373 (по Нх-I), 535 (по НХ-III-IV) – проницаемости, 150 (по Нх-I) и 206 НХ-III-IV – остаточной водонасыщенности. Коэффициент вытеснения нефти водой определен на 61 образце и равен 0,436 (по НХ-I), по пласту НХ-III-IV на 177 образцах и равен 0,518.

Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) определены в системе «нефть-вода» 21 исследование для яковлевского уровня и 33 для нижнехетского. В системе «нефть-газ» было проведено 8 исследований для яковлевского уровня и 13 для нижнехетского.

Сводная физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Коэффициент пористости, доли ед.	0,29	0,28	0,27	0,27	0,21	0,19	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0,46	0,6	0,61	0,6	0,47	0,54
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	476	149	144	320	40	24	128
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,60	0,77	0,81	0,72	0,95	0,37	0,68
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,73	2,1	1,8	14,4	3,5	3,6	10,3
Начальная пластовая температура, оС	12	29	30	31,5	53	59	65
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1

1.4 Физико-химические свойства нефти газа и воды

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
1	2	3	4	5
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
м ³ /м ³	58,3	186,7	188,8	-
м ³ /т	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при Р _{пл} и t _{пл}				
-однократно разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
- дифференциально разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
Плотность пластовой нефти при $P_{пл}$ и $t_{пл}$, г/см ³				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
- дифференциальноеразгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в пов. условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 ⁰ С, г/см ³	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при $P_{пл}$ и $t_{пл}$, мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефтей пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350⁰С от 38 до 77 % объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуется как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300⁰С – 67 %. Температура начала кипения нефти 117

°С. Плотность поверхностной нефти впробе составляет 867 кг/м3. Технологический шифр нефти - IT1П2.

Пласты группы НХ

Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 %(НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C6+ – 1,45 %)

III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м3). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I). Технологический шифр нефти – IT1П2. Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58. В таблице 3 представлены свойства попутного нефтяного газа. В таблице 4 представлены свойства пластовой воды.

Таблица 3 - Свойства попутного нефтяного газа

Параметр	Ванкорское месторождение				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	Нефть	Выделившийся газ	Нефть	
1	2	3	4	5	6
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот +редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13		0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаныСб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот + редкие в т.ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаныСб+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
-нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1
Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35	-	0,03
-азот + редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34	-	0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	3,22	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаныСб+	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2

Таблица 4 - Свойства пластовой воды

Параметр	При однократном разга- зировании пластовой нефти в стандартных условиях	При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	2461,9-6410,1/ 107,0-276,1	3740,4/ 161,6
Ca ⁺²	45,1-765,5/ 2,3-38,2	160,8/ 8,0
Mg ⁺²	3,7-75,9/ 0,3-6,2	31,4/ 2,6
Cl ⁻	3150-10680,6/ 88,8-3754,4	5523,9/ 155,7
HCO ₃ ⁻	214,0-3123,2/ 3,5-51,2	871,0/ 14,3
CO ₃ ²⁻	36-45/ 1,2-1,5	40,5/ 1,4
SO ₄ ⁻²	3,3-213,9/ 0,1-4,5	37,3/ 1,0
NH ₄ ⁺	1,7-17,5/ 0,1-0,9	8,7/ 0,4
B ⁻	2,9-20,3	15,0
I	0,25-10,3/ 0,02-0,1	5,4/ 0,05
Br ⁻	16,6-39,9/ 0,2-0,4	27,3/ 0,4
Общая минерализация, г/л	6,5-20,8	9,3
Водородный показатель, pH	6,8-7,8	7,2
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-74,8	39,1
Химический тип воды (по В.А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относится к хлоридно-кальциевому типу. При закачке в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

1.5 Запасы нефти, газа, КИН (утвержденное текущее и конечное значения)

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов. Запасы находящиеся на балансе АО «Ванкорнефть» представлены в таблице 5.

Процентное содержание запасов по пластам представлены на рисунке 3.

Таблица 5 - Запасы нефти по пластам млн.т.

	Як III-VII	Нх I	Нх III-IV
Запасы геологические	695,7	129,2	366,7
Запасы извлекаемые	323	47,9	149,3
Итого по месторождению	1191,6		

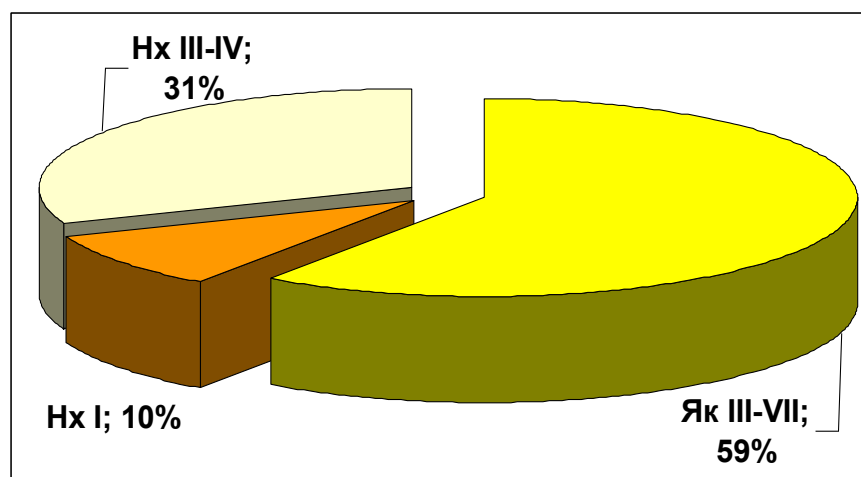


Рисунок 3 - Процентное содержание запасов по пластам

По сравнению с числящимися на Государственном балансе на 01.01.2014 г. изменение начальных геологических запасов произошло за счет:

- уточнение петрофизических зависимостей за счет обобщения выполненных лабораторных исследований отобранного керна;
- уточнение свойств флюидов за счет увеличения глубинных проб;
- бурения эксплуатационных скважин.

Ниже дается сопоставление и краткий анализ причин изменения запасов и параметров подсчетных объектов по сравнению с числящимися на госбалансе на 01.01.2014 г. в целом по Ванкорскому месторождению. Распределение и изменение запасов, сопоставление параметров и вновь подсчитанных запасов с числящимися на балансе приведены в табличных приложениях.

Начальные геологические запасы свободного газа пластов Дл-I-III по категории С₁ в сравнение с числящимися на балансе увеличились на 1,5 %.

Изменение начальных геологических запасов связано с уточнением поправки на отклонение от идеального газа, увеличилась на 1,4%.

По газонефтяной залежи пласта Як–I северного купола начальные геологические/извлекаемые запасы нефти отнесённые к категории С₂ по сравнению с числящимися на балансе геологическими запасами увеличились на 49,6 %, а извлекаемые уменьшились на -34,9% за счет уменьшения КИН. За счет вновь пробуренных транзитных скважин площади нефтеносности увеличилась на 6,282 км², соответственно увеличился и объем нефтенасыщенных пород на 38,9 %, коэффициент пористости не изменился, а коэффициент нефтенасыщенности увеличился на 4,5 %. Плотность нефти по результатам 2 глубинных проб принята равной 0,912 г/см³, для оценки утвержденных запасов плотность была принята 0,902 по аналогии с Як-III-VII. С изменением плотности нефти изменился и пересчетный коэффициент (увеличение на 1,9 %).

Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с уменьшениемгазосодержания геологические запасы увеличились, а извлекаемые уменьшились на 41,1 %.

Начальные запасы газа газовой шапки Як–I северного купола по категории С₁С₂ уменьшились на 24,8 %. В результате уточнения структурного плана и транзитных скважин площадь газоносности увеличилась на 39,1 %,газонасыщенная толщина уменьшилась с 5,1 м до 3,6 м (29,4 %), что повлекло за собой уменьшение объема газонасыщенных пород на 0,7 %. Уменьшение значений коэффициентов газонасыщенности и пористости на 22,2% и 3,7 % произошло в связи уточнением петрофизических зависимостей по дополнительным исследованиям керна. Температура пласта уменьшилась с 304⁰ до 302⁰К, поправка на отклонение от идеального газа увеличилась с 1,171 до 1,235.

Начальные запасы свободного газа залежи Як–Южного купола по категории С₂ в сравнение с числящимися на балансе увеличились на 87,9 % в основном за счет выделения залежи Як-I-2 в центре южного купола. По сравнению с предыдущим подсчетом запасов площадь газоносности залежи Як-I-I, числящийся на балансе, осталась практически без изменений, газонасыщенная толщина увеличилась на 37,5 %, что повлекло за собой увеличение объема газонасыщенных пород на 130,2 %. Уменьшение значений коэффициентов газонасыщенности и пористости на 14,5 % и 10,7 % произошло в связи уточнением петрофизических зависимостей по дополнительным исследованиям керна. Температура пласта не изменилась, поправка на отклонение от идеального газа увеличилась с 1,171 до 1,235.

По газонефтяной залежи пласта Як–II геологические запасы по сравнению с числящимися на балансе запасами нефти категории С₂ увеличились на 46,9 %, а увеличение извлекаемых запасов незначительно 0,5% за счет уменьшения КИН. За счет вновь пробуренных транзитных скважин площади нефтеносности увеличилась больше, чем в два раза, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина по залежи уменьшилась с 3,8 м до 2,4 м, объем

нефтенасыщенных пород увеличился на 34,4 %, Коэффициент пористости не изменился, а коэффициент нефтенасыщенности увеличился с 0,54 до 0,60. Плотность нефти принята равной 0,907 г/см³, для оценки утвержденных запасов плотность была принята 0,902 по аналогии с Як-III-VII. По сравнению с числящимися на балансе запасы растворенного газа увеличились на 47,6 %. Извлекаемые запасы Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания (увеличение на 0,4 м³/т).

Начальные запасы газа газовой шапки Як-II купола по категории С₂ в сравнение с числящимися на балансе в сумме уменьшились на 16,2 %. Изменение начальных геологических запасов связано: с увеличением площади газоносности на 2,9 % в результате уточнения структурного плана, уменьшения газонасыщенной толщины (3,8 %) за счет уточнения ГНК, что повлекло за собой уменьшение объема газонасыщенных пород на 3,2 %. Уменьшение значения коэффициента газонасыщенности с 68% до 56% произошло в связи уточнением петрофизических зависимостей по дополнительным исследованиям керна. Температура пласта увеличилась с 302 до 303К, поправка на отклонение от идеального газа увеличилась с 1,171 до 1,235 (5,5%).

Нефтяная залежь пласта Як-III как отдельный объект подсчета выделен впервые, на государственном балансе числится в объеме пластов Як-III-VII. Начальные геологические запасы нефти отнесены к категории С₁ и составляют 10017/41044 тыс. т.

По залежи пластов Як-III-VII С учетом передачи части объема в отдельный объект подсчета Як-III по сравнению с числящимися на государственном балансе начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁С₂ уменьшились на 30078/ 23163тыс.т в том числе по категориям ВС₁ уменьшились на 1757/10078 тыс.т, а категории С₂ уменьшились на 28321/13085 тыс.т (100%).

Площадь залежи уменьшилась на 23,576 км²(8,6%) за счет уточнения структурного плана, в юго-западной части за счет бурения эксплуатационных скважин, вскрывших водонасыщенную часть пласта. Нефтенасыщенная толщина увеличилась с 16,8 до 17,8 м (6,0 %), уменьшение объема нефтенасыщенных пород составило 3,5 %. Определенные по уточненным зависимостям коэффициент пористости не изменился, а коэффициент нефтенасыщенности уменьшился с 0,62 до 0,61 д.ед (1,6%). Плотность нефти, с учетом результатов анализов новых глубинных проб, увеличилась с 0,902 до 0,907 г/м³ (0,7 %), пересчетный коэффициент для учета усадки нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным остался без изменений.

Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания на 1,7% (уменьшение с 60,5 м³/т до 59,5 г/м³).

Запасы газа газовых шапок пластов Як-III-VII северного и южного куполов по категории С₁составляют 15557 млн. м³. По сравнению с утвержденными, произошло увеличение запасов газа на 1531 млн. м³ (10,9%).

Площадь газоносности увеличилась на 28,674 км² (64,5%) за счет выделения газовой шапки в северном куполе по результатам бурения эксплуатационных скважин и испытаниям MDT, газонасыщенная толщина уменьшилась с 9 м до 6,9 м (23,3%), объем газонасыщенных пород увеличился на 27%. Определенные по уточненным зависимостям коэффициенты: пористости уменьшился с 0,27 до 0,26 д.ед. (3,7 %), газонасыщенности уменьшился с 0,73 до 0,64 д.ед. (12,3 %)(ввод поправки Кно 7%). Поправка на отклонение от идеального газа увеличилась с 1,169 до 1,20 (4,4 %).

Начальные геологические запасы нефти залежи пласта Сд–IX оценены по категории С₁ и составляют 4636/1190 тыс.т, уменьшение начальных геологических запасов с предыдущим подсчетом в сумме С₁С₂ составляет - 2505/2307 тыс.т (35,1%). Уменьшение запасов нефти произошло, в основном, из-за уменьшения нефтенасыщенной толщины с 5,3 м до 3,5 (-34 %) за счет поднятия ВНК на 3,3 м и выделения газовой шапки. За счет уточнения структурного плана залежи по данным сейсморазведки и бурения транзитных скважин площадь нефтеносности увеличилась на 13,2 %. Объем нефтенасыщенных пород уменьшился на 23,5 %. Увеличение коэффициента пористости Кп на 5% и уменьшение коэффициента нефтенасыщенности Кн на 30,0% связано с их уточнением по данным исследований керна по вновь пробуренным скважинам. Плотность нефти принята равной 0,861 г/см³, для оценки утвержденных запасов плотность была принята 0,867 по 1 пробе. Пересчетный коэффициент увеличился на 16,3% (с 0,726 до 0,844). По сравнению с числящимися на балансе запасы растворенного газа уменьшились на 843 млн. м³ (66,5 %). Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания (уменьшение с 177,4 м³/т до 91,3 м³).

Запасы газа газовой шапки на балансе не числятся, выделены впервые, оценены по категории С₁ и составляют 370 млн. м³.

По залежи пласта Нх–I начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁С₂ составляют 126720/47138 тыс. т, в том числе по категории ВС₁ – 126178/46937 тыс.т (99,6 %), по С₂ – 542/201 тыс.т.

По сравнению с утвержденными и числящимися на государственном балансе, в связи с уточнение всех подсчетных параметров, изменение начальных геологических запасов в сумме по категориям ВС₁С₂ составило 6,0%, по категориям ВС₁ уменьшение запасов нефти составило 7902 тыс.т (5,9 %), и уменьшение категории С₂ – 249 тыс.т (-31,5%). Увеличение площади залежи на 3,361 км² (1,1 %) за счет уточнения структурного плана и зоны отсутствия коллектора повлекло уменьшение объема нефтенасыщенных пород на 2,9 %. За счет уточнения петрофизических зависимостей уменьшились коэффициенты пористости с 0,20 до 0,19 (5 %), нефтенасыщенности с 0,49 до 0,48 (2 %). Уточнение плотности нефти связано с увеличением количества глубинных проб и в сравнение с предыдущим подсчетом увеличилась с 0,823 до 0,829 г/м³ (0,7 %). Изменение пересчетного

коэффициента для учета усадки нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным составило 4,4 % (увеличение с 0,703 до 0,734 д.ед.).

Запасы растворенного газа по сравнению с числящимися на государственном балансе уменьшились на 5514 млн.м³, в том числе по категории ВС₁ уменьшение составило 5547 млн.м³ (20,1 %), по С₂ – 67 млн.м³ (41,9 %). Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания на 15,3% (уменьшение с 202,3 м³/т до 171,2 м³/т).

Запасы газа газовой шапки на балансе не числятся, выделены впервые, оценены по категории С₁ и составляют 141 млн. м³.

По залежи пластов Нх–III-IV начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁ составляют 341356/139273 тыс.т (100 %).

В целом по залежи Нх-III-IV по сравнению с числящимися на государственном балансе начальные геологические запасы нефти в сумме по категориям ВС₁С₂ увеличились на 10815 тыс.т (3,3%), в том числе по категориям ВС₁ увеличились на 13794 тыс.т (4,2 %), а категории С₂ уменьшились на 2979 тыс.т (100 %). Уточнение площади залежи (0,2 %) и нефтенасыщенной толщины (уменьшение на 1,7 %) повлекло за собой незначительное уменьшение объема нефтенасыщенных пород (1,7 %). Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, определенные по уточненным зависимостям, остались без изменений. Уточнение плотности нефти связано с количеством увеличения глубинных проб и в сравнение с предыдущим подсчетом уменьшилась с 0,845 до 0,843 г/м³ (0,2 %). Основное изменение связано с увеличением пересчетного коэффициента для учета усадки нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным с 0,686 до 0,72 (5 %).

Запасы растворенного газа по сравнению с числящимися на государственном балансе в целом по категориям ВС₁С₂ уменьшились на 6765 млн.м³ (9,7 %), в том числе по категории ВС₁ уменьшение составило 6136 млн.м³ (8,9 %), по С₂ – 629 млн.м³. Изменения запасов растворенного газа связаны как с изменениями запасов нефти, так с изменением газосодержания (уменьшение с 211 м³/т до 184,5 м³).

Запасы газа газовой шапки пласта Нх–III-IV по категории С₁ составляют 45622 млн.м³. По сравнению с утвержденными, произошло уменьшение запасов газа на 3711 млн.м³ (7,6 %). Площадь газовой шапки уменьшилась на 3,768 км² (3,5 %) в основном в северном куполе, за счет бурения эксплуатационных скважин, газонасыщенная толщина осталась без изменений, объем газонасыщенных пород уменьшился на 2,9 %. Определенные по уточненным зависимостям коэффициент пористости не изменился, коэффициент газонасыщенности уменьшился с 0,67 до 0,60 д.ед за счет ввода поправки К_{но} 6% (10,4 %). Поправка на отклонение от идеального газа увеличилась с 1,09 до 1,111 (1,9 %). Изменение коэффициента сухости газа с 0,936 до 0,961 связано с тем, что уточнено значение по скважине с газоконденсатными исследованиями.

Изменение запасов конденсата связано не только с изменениями запасов газа, но с увеличением коэффициента сухости газа с 0,936 до 0,961 (2,7 %) и коэффициентом извлечения конденсата, принятого по скважине с газоконденсатными исследованиями, за счет чего начальные геологические запасы конденсата уменьшились на 1152тыс.т (14,6 %).

Состояние и изменение запасов нефти по Ванкорскому месторождению приведены в приложении Г.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на Ванкорском месторождении

Пласт ЯК-III-VII. Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.).

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора. Геологический разрез по проницаемости показан на рисунке 4.

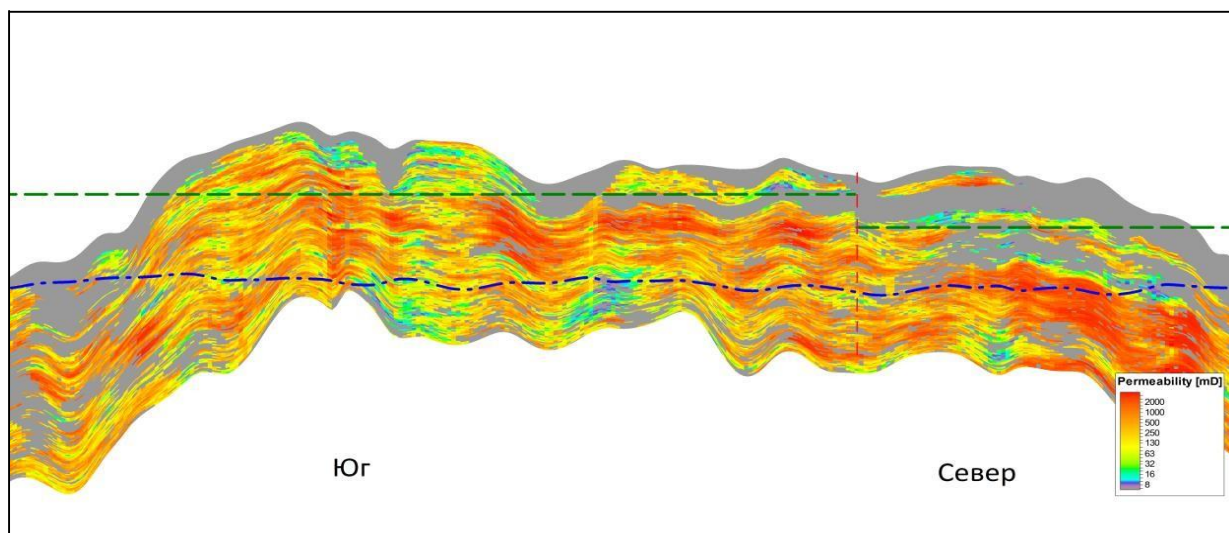


Рисунок 4 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта ЯК-III-VII

Пласт Нх-III-IV. Значительная длина горизонтального участка и существенная неоднородность по проницаемости (различные участки горизонтального ствола одной и той же скважины могут отличаться по проницаемости в 100 раз) обуславливают неоднородность притока к горизонтальному участку и, как следствие, неравномерность выработки запасов скважиной. Существенный риск представляют прорывы газа из газовой шапки, которые могут происходить как по высокопроницаемым прослоям, так и перпендикулярно напластованию. Прогнозируются также прорывы подошвенной воды, а также воды от нагнетательных скважин по высокопроницаемым прослоям.

На 100-150 м выше по разрезу установлена залежь нефти в пласте Нх-I в плане практически совпадающая с залежью пласта Нх-III-IV. Вместе с тем, из-за существенно более низких коллекторских свойств и нефтенасыщенных

толщин, запасы нефти указанной залежи почти в 5 раз ниже запасов пласта Нх-III-IV и составляют менее 7% запасов месторождения.

Очевидно, что объектом самостоятельного освоения является нефтегазовая залежь пласта Нх-III-IV. Горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины с длиной ствола 1000 м. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту – 72, в т. ч., 42 – горизонтальных добывающих, 20 – горизонтальных водонагнетательных, 6- вертикальных водонагнетательных и 3 – вертикальных газонагнетательных.

Что касается залежи пласта Нх-I, то условия залегания нефти, ее характеристика и коллекторские свойства таковы, что она также должна рассматриваться как объект самостоятельного освоения. Однако, учитывая, что запасы этой залежи составляют менее 7% запасов месторождения, а также тот факт, что конфигурация ее контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV, залежь пласта Нх-I разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

Пласт Як-II-VII. Нефтегазовая залежь пласта Як-II-VII залегает на глубине 1800 м, по всей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости. Нефть залегает в виде слоев, толщина порядка 30-40м, значительная часть площади перекрыта газовыми шапками. В общем объеме выявленных на месторождении запасов нефти на ее долю приходится более 60%. Учитывая размеры этого резервуара и условия залегания углеводородов, он разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин. Горизонтальные добывающие скважины с длиной ствола 1000 м, вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту – 147, в т. ч., 95 – горизонтальных добывающих 47 – вертикальных водонагнетательных и 5 – вертикальных газонагнетательных.

Теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что при залегании нефти в виде слоя, подстилаемого водой и перекрытого газом для предотвращения быстрого прорыва газа необходимо использовать горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их при небольших депрессиях. При этом важно для предотвращения расширения газовой шапки осуществлять с самого начала разработки заводнение пласта со 100 %-ной компенсацией отбора пластовых флюидов.

Для организации системы ППД на Ванкорском месторождении на начальном этапе в качестве рабочего агента используется вода водоносного насоновского горизонта, с последующим переходом на закачку сточной воды.

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Согласно проекту разработки, составленному РН-УфаНИПИнефть в 2009 году, было рассмотрено три варианта разработки. Обоснование выбора расчетного варианта разработки для залежей пластов Як-III-VII, Сд-IX, НХ-I, НХ-III-IV, Як-I-II, Дл-I-III проведено на основании расчетов на гидродинамической модели. В целом к концу разработки, по расчетам должны достигаться следующие параметры: накопленная добыча нефти – 520147 тыс.т., жидкости – 3638189 тыс.т, накопленная закачка – 4115312 тыс.м³; растворенного газа – 60998 млн.м³, газа газовых шапок – 47063 млн.м³, газового конденсата – 4848 тыс.т; достижение КИН – 0,434 д.ед., КИК – 0,550 д.ед.

Общий фонд скважин – 536 ед., 252 ед. – горизонтальных добывающих, 9 ед. – вертикальных добывающих (в т.ч. 9 разведочных), 62 ед. – горизонтальных нагнетательных, наклонно-направленных нагнетательных – 112 ед., 6 ед. – газонагнетательных, 76 ед. – водозаборных, 10 ед. – наблюдательных, бурение БГС – 168 ед., ликвидированных – 9 ед. Фонд для бурения – 454 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 215 ед., горизонтальных нагнетательных – 62 ед., наклонно-направленных нагнетательных – 88 ед., газонагнетательных – 6 ед., водозаборных – 73 ед., наблюдательных – 10 ед.

Соответственно для каждого эксплуатационного объекта была выбран свой вариант разработки:

Як-III-VII – блочно-квадратная схема размещения скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 м Отказ отзакачки газа в ГШ. Общее количество скважин – 177 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 119 ед., вертикальных добывающих – 3 ед. (в т.ч. разведочных – 3), наклонно-направленных нагнетательных – 55 ед., предусматривается бурение БГС – 108 ед. Фонд для бурения – 134 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 94 ед., наклонно-направленных нагнетательных – 40 ед.

Накопленная добыча нефти на 2088 г. – 313188 тыс.т, жидкости – 2390066 тыс.т, накопленная закачка – 2525674 тыс.м³; растворенного газа – 18948 млн.м³, газа газовой шапки – 7591 млн.м³; КИН – 0,450 д.ед., коэффициент охвата – 0,852 д.ед., коэффициентвытеснения – 0,528 д.ед. Ввод в разработку 2009 г.

Сд-IX – Система горизонтальных добывающих скважин длиной 1000 м, размещенных по радиальной схеме; общее количество скважин – 7 ед. Фонд для бурения – 7 горизонтальных добывающих. Ввод в разработку 2018 г.

Добыча растворенного газа в целом – 410 млн.м³, нефти – 2307 тыс.т, жидкости – 22817 тыс.т. КИН в целом по залежи пласта Сд-IX категории С1 –

0,323 д.ед., категории С2 – 0,323 д.ед., С1+С2 – 0,323 д.ед., коэффициент охвата – 0,654 д.ед., коэффициент вытеснения – 0,494 д.ед.

Нх-I – Однорядная схема размещения горизонтальных скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 м. Общее количество скважин – 130 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 66 ед., вертикальных добывающих – 2 ед. (в т.ч. разведочных – 2 ед.: Вн-13, СВн-3), горизонтальных нагнетательных – 62 ед. Фонд для бурения – 127 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 65 ед., горизонтальных нагнетательных – 62 ед. Ввод в разработку 2009 г.

Накопленная добыча нефти на 2105 г. – 46904 тыс.т, жидкости – 214445 тыс.т, накопленная закачка – 247102 тыс.м³; растворенного газа – 9490 млн.м³; КИН – 0,363 д.ед., коэффициент охвата – 0,833 д.ед., коэффициент вытеснения – 0,436 д.ед.

Нх-III-IV – Однорядная схема размещения горизонтальных скважин, длина горизонтального участка и расстояние между скважинами 1000 метров. С закачки газа в ГШ. Общее количество скважин – 121 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 60 ед., вертикальных добывающих – 4 ед. (в т.ч. разведочных – 4 ед.), наклонно-направленных нагнетательных – 57 ед., предусматривается бурение БГС – 60 ед. Фонд для бурения – 97 ед., в т.ч. горизонтальных добывающих – 49 ед., наклонно-направленных нагнетательных – 48 ед. Ввод в разработку 2009 г.

Добыча растворенного газа в целом – 31491 млн.м³, нефти – 149250 тыс.т, жидкости – 999721 тыс.т, накопленная закачка – 1327747 тыс.м³; газового конденсата – 4848 тыс.т, газа газовой шапки – 39472 млн.м³, КИН – 0,550 д.ед.

Дл-I-III – Общее количество газовых скважин – 21 ед., в т.ч. 14 наклонно-направленных скважин, 2 разведочных, 5 вертикальных газовых скважин участка пробной эксплуатации. Фонд для бурения – 14 ед. Промышленная эксплуатация с 2009 г.

Як-I-II – скважины расположены в купольных частях залежи, среднее расстояние между скважинами – 1500 м, количество скважин – 19 (перевод добывающих скважин с объекта Як-III-VII). Начало разработки в 2040 г. Накопленная добыча газа за период разработки – 6,17 млрд.м³.

2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

По состоянию накопленная добыча на 01.01.16 г. Составляет 113,051 тыс. тн., жидкости – 186,505 тыс.тн., - конденсата – 2 062 тыс.тн.

Накопленная закачка воды составляет на 01.01.16 г. 155 260 тыс., м³.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.084, текущая обводненность – 53 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 44 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2016 – 21 % (23 583 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 79 %

(89 468 тыс. т) – за счет ЭЦН. На рисунках 5 - 6 представлена динамика основных показателей разработки за кварталы 2014 и 2015 г.

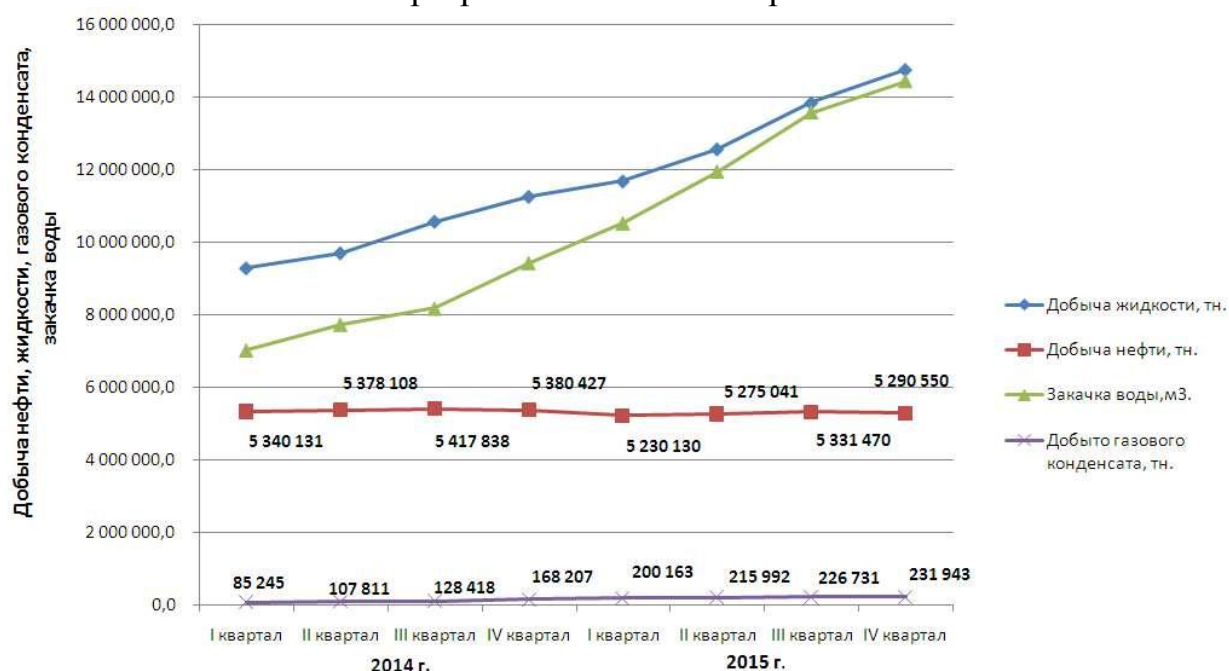


Рисунок 5 - Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

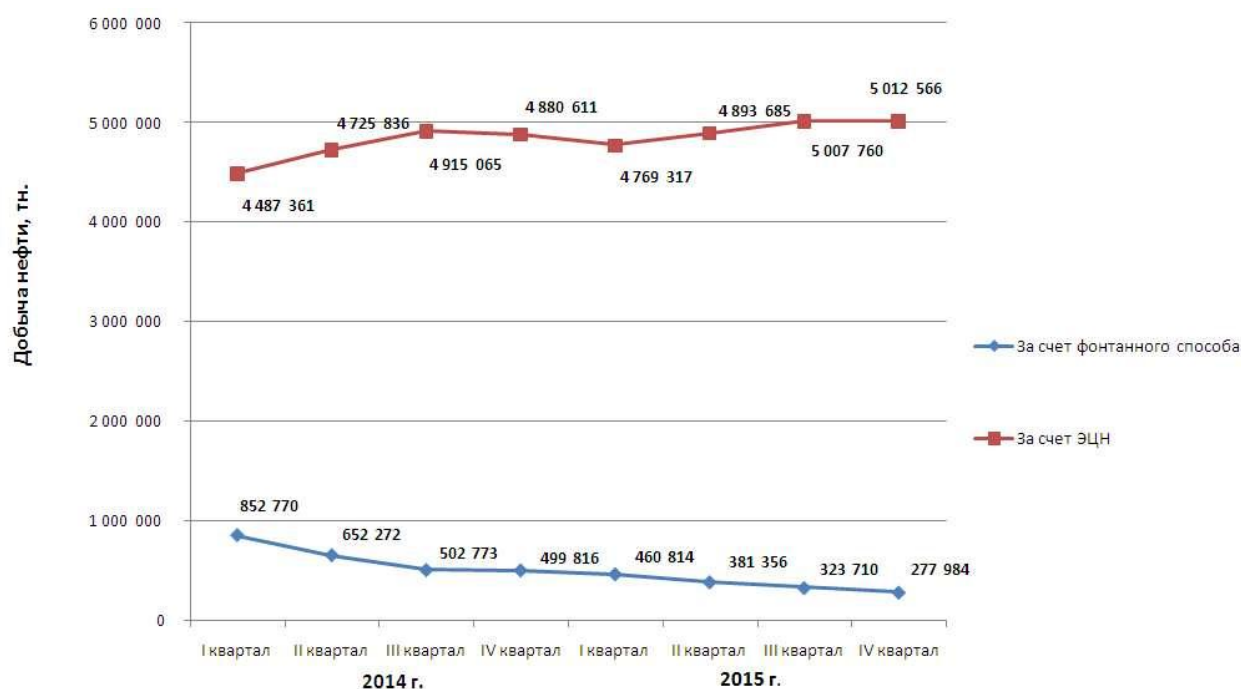


Рисунок 6 - Динамика основных показателей разработки фонтанным и механизированным способом Ванкорского месторождения

2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Ванкорского месторождения представлено в таблице 4.5.

За 2015 год добыто нефти и конденсата: 21050 тыс. т (проект), 21127 тыс. т (факт, отклонение + 0,3 %), и жидкости 52805 тыс. т (проект), 52904 тыс. т (факт, отклонение + 0,2 %), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачено воды 50537 тыс. м³, обводненность – 53 % (компенсация текущая – 78 %).

2.4 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2016 г. на Ванкорском месторождении пробурено 675 скважин, в т.ч. 411 добывающих, из которых 251 скважины на объект Як-III-VII, 123 скважины на Нх-III-IV, 35 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 166 нагнетательных (71 – Як-III-VII, 61 – Нх-III-IV, 34 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом.

В добывающем фонде находится 411 скважин, из них 404 действующих, 399 дающие продукцию, 7 скважин в бездействии, 9 скважин наблюдательных, 1 скважина ликвидирована после эксплуатации.

2.5 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на данном месторождении

Основным методом направленным на увеличение извлечения нефти на Ванкорском месторождении является система поддержания пластового давления посредством закачки воды в пласт.

В январе 2014 года была принята программа оптимизации системы ППД:

- бурения нагнетательных скважин-дублеров;
- ускоренный перевод уплотняющих нагнетательных скважин.

Ограничение позволило снизить темп обводнения скважин объекта, при этом отмечается уменьшение пластового давления и снижение потенциала по нефти и жидкости, что ограничивает возможности проведения мероприятий по интенсификации отборов.

В ноябре 2013 года была запущена газовая программа. Цель данной программы является поддержание пластового давления путем закачки газа в пласт Нх-3-4.

Также в январе 2016 года был опробована технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем закачки гелеобразующих составов. Данная технология показала положительный результат.

2.6 Анализ выработки запасов нефти

Исходя из выработки запасов по состоянию на 01.01.2016 г. Можно отметить следующее:

по объекту Як-3-4 выработка запасов идет равномерно, области, не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта, вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда;

по объекту Нх-1 не вырабатывается значительная часть запасов, сосредоточенная в низкопроницаемой зоне коллектора, базовым фондом вовлечь в работу зону невозможно, необходимо дополнительное проведение испытаний;

по объекту Нх-3-4 не вырабатывается пропласток Нх-3 с пониженной проницаемостью, необходимо также дополнительное проведение испытаний;

На рисунке 7 приведен пример выработки запасов по разрезу Як-III-VII.

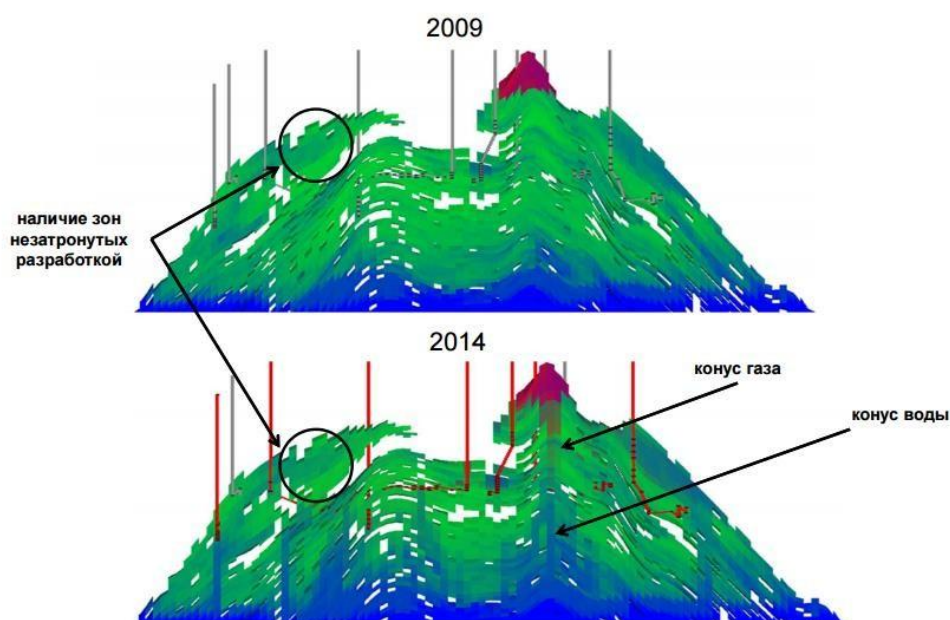


Рисунок 7 – Анализ выработки запасов по разрезу Як-III-VII

Достижение КИН по месторождению по категории В+С1 – 0,434, в т.ч. по объектам приведены в таблице 5.

Таблица 5– Значения КИН, Кохв, Квыт по объектам

	КИН	Кохв.	Квыт.
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В последнее время Ванкорское месторождение эксплуатирует скважины, на так называемых, «форсированных отборах». Это означает, что добывающие скважины работают с забойным давлением ниже давления насыщения. Это приводит к тому, что в призабойной зоне пласта начинается дегазация нефти, скважина теряет свою устойчивость, снижается текущий дебит скважины, происходит ранний прорыв газа и увеличение обводненности. На основании данных текущего состояния разработки месторождения можно сделать вывод, что основными причинами снижения дебитов скважин за 2015г являются:

- увеличение процента обводненности скважин;
- рост газового фактора (оказывающее вредное влияние на работу установок);
- выход на режим вновь введенных скважин;
- снижение пластового давления;
- ухудшение призабойной зоны;
- увеличение выноса механических примесей, что приводит к ухудшению работы погружного насосного оборудования вплоть до выхода его из строя.

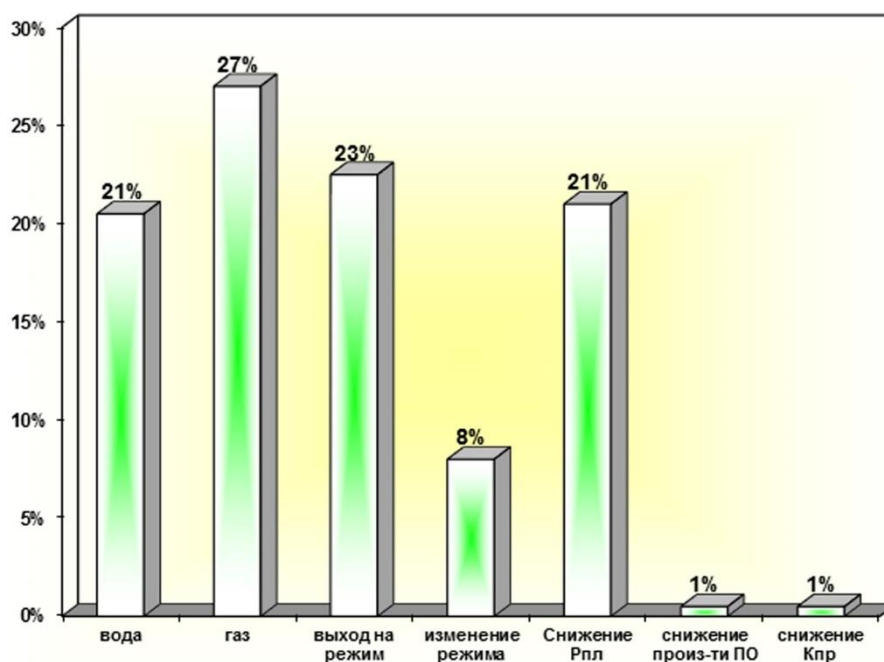


Рисунок 8 - Анализ причин снижения дебитов скважин за 2015г

Увеличение темпов отбора пласта Як-III-VII приводит к преждевременному обводнению скважин подошвенными водами. Заводнение пласта Як-III-VII в условиях высокой расчленённости, повышенной вязкости и низкой плотности сетки скважин приводит к эффектам авто-ГРП и низкому коэффициенту охвата.

Наличие «суперколлектора» на объекте Нх-III-IV осложняет выработку пласта Нх-III. Приконтурное заводнение пласта Нх-III-IV в условиях обширной газовой шапки не компенсирует отборы в целом по залежи.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства залежи Нх-I приводят к её сверхплановому истощению.

На основании этого в целях рациональной выработки месторождения рекомендуется:

- Снижение максимальных уровней добычи нефти.
- Уплотнение сетки скважин и изменение системы разработки для увеличения коэффициента охвата.
- Выбор технологии и оборудования для стабилизации и поддержания забойного давления на оптимальном уровне.

3 Специальная часть

3.1 Общая схема и основные элементы установки погружного центробежного насоса

На сегодняшний день предложено большое число различных схем и модификаций установок ЭЦН.

На рисунке 9 представлена одна из часто встречающихся на промыслах схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного электронасоса.

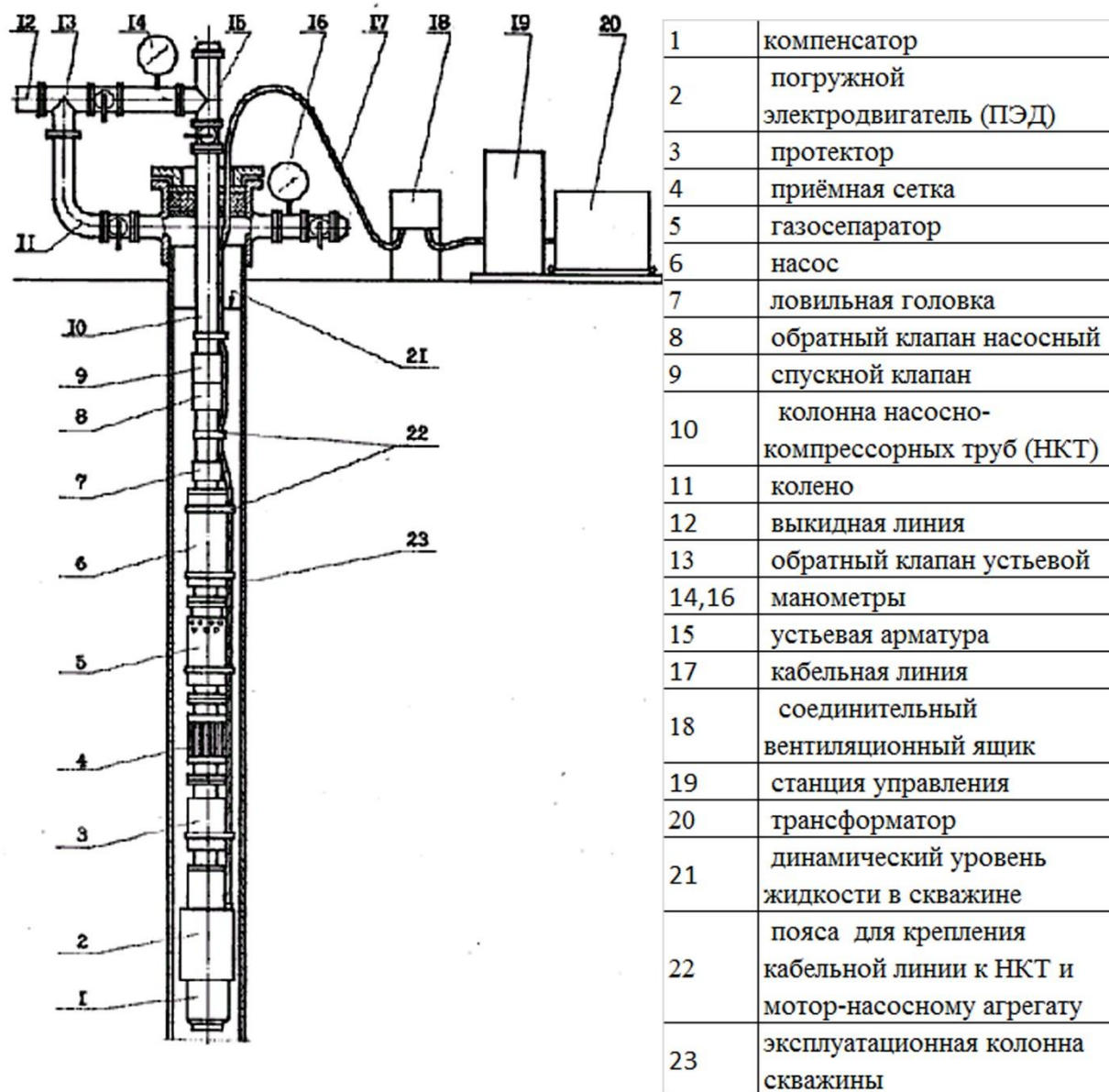


Рисунок 9 - Схема установки погружного центробежного насоса в скважине

При работе установки насос 6 откачивает жидкость из скважины на поверхность по насосно-компрессорным трубам 10. Насос 6 приводится в действие погружным электродвигателем 2, электроэнергия к которому

подводится с поверхности по кабелю 17. Охлаждение двигателя 2 производится потоком скважинной продукции.

Наземное электрооборудование – станция управления 19 с трансформатором 20 – предназначено для преобразования напряжения промышленной электросети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на входе в электродвигатель 2 с учётом потерь в кабеле 17, а также для управления работой погружной установки и её защиты при аномальных режимах.

3.2 Осложняющие факторы, влияющие на работу УЭЦН в скважинах Ванкорского месторождения.

Приведем пример отказов за 2015 год пласта Як III-VII на Ванкорском месторождении. Произошло 48 отказов УЭЦН в скважинах пласта Як III-VII, на рисунке 6 представлены факторы, которые привели к отказу, и количество отказов. Как можно заметить проблема отказов УЭЦН на Ванкорском месторождении по причине осложняющих факторов, таких как засорение мех.примесями, высокий газовый фактор, коррозия, отложение солей, встает достаточно остро.

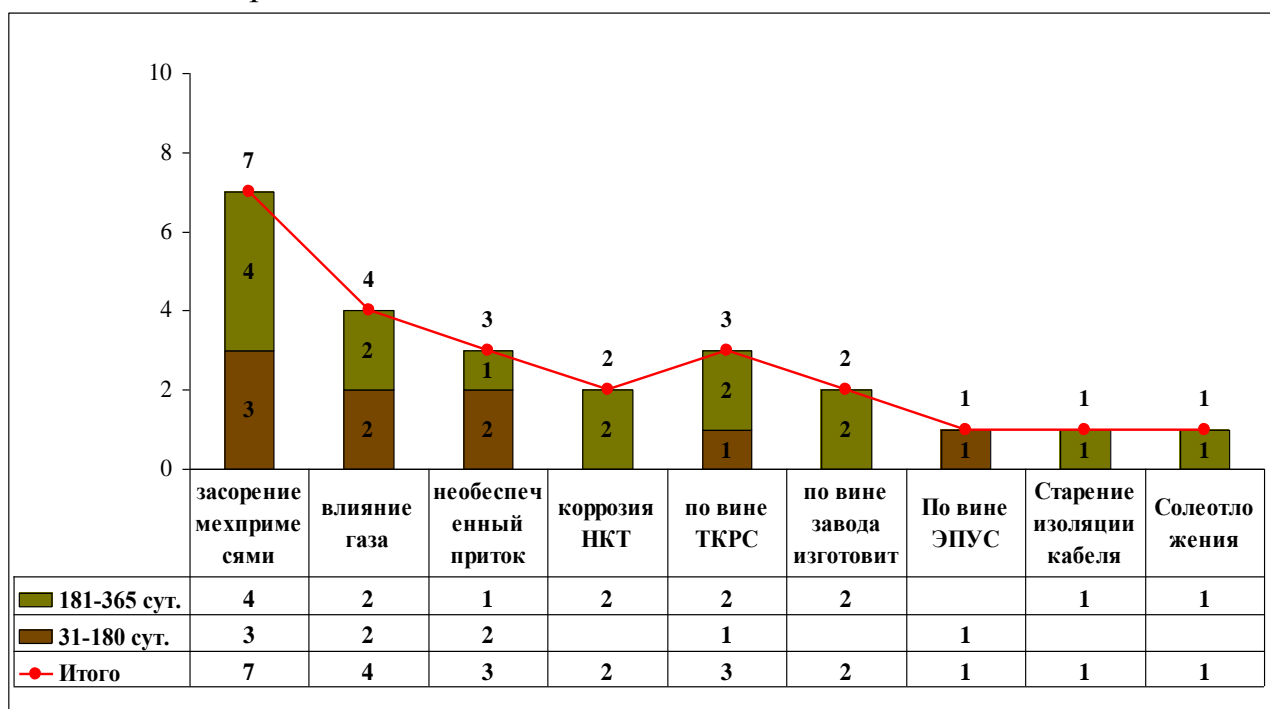


Рисунок 10 – Количество и причины отказов УЭЦН за 2015 год

3.2.1 Обводненность и высокий газовый фактор

Как известно, большинство добывающих скважин Ванкорского месторождения эксплуатируется с забойным давлением ниже давления насыщения. При этом постоянно увеличивается депрессия на пласт с целью повышения уровня добычи. Однако, при дальнейшем уменьшении забойного

давления ниже определенного значения (называемого оптимальным), дебит нефти начинает уменьшаться, несмотря на увеличение депрессии, скважина теряет устойчивость, в результате чего происходит резкое увеличение значения дебита газа и обводненности продукции. Это связано с тем, что в призабойной зоне пласта относительная проницаемость по нефти падает, поскольку увеличивается газонасыщенность в результате дегазации нефти. Вязкость нефти при этом также увеличивается. Кроме этого при некотором значении забойного давления газовый конус может доходить до перфорационных отверстий, в результате чего происходит прорыв газа.

В итоге все это приводит к уменьшению коэффициента продуктивности пласта, поскольку эффект уменьшения продуктивности сильнее сказывается на величине дебита нефти, чем увеличивающаяся при этом депрессия. В результате уменьшение забойного давления ниже оптимального значения приводит к уменьшению дебита, а не к увеличению, как прогнозирует широко применяемая модель Вогеля. При этом, чем выше газонасыщенность пласта, тем выше будет значение оптимального давления.

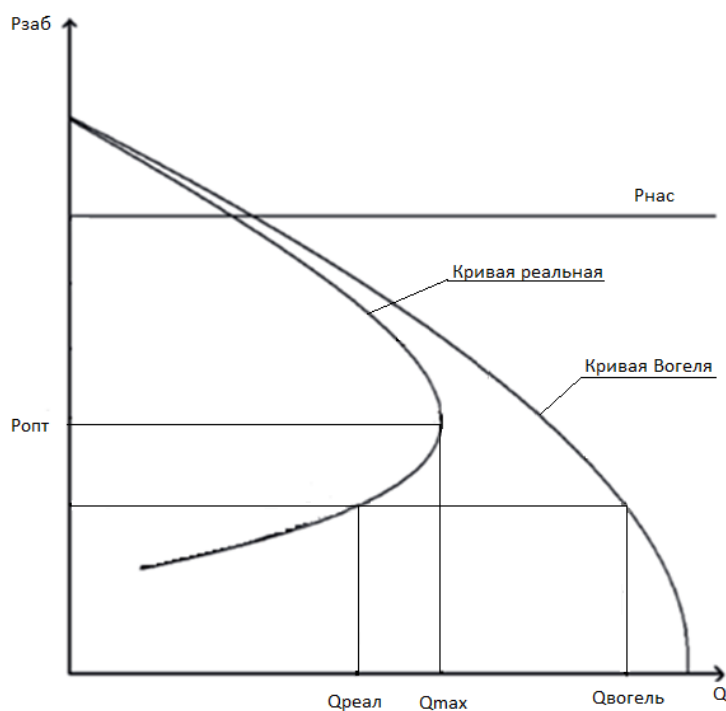


Рисунок 11 - Индикаторная кривая

Поддержать добычу нефти на максимальном уровне и избежать ранних прорывов газа позволит технология TOP (Technology for Optimization of Production). Патент США номер 7 753 127 (13 июля 2010). Данная технология позволяет с помощью построения точной математической модели и специального забойного устройства поддерживать забойное давление на оптимальном уровне и избежать дегазирования нефти в призабойной зоне.

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти ТОР в основном применима для скважин с высоким газосодержанием ($ГФ > 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Она может использоваться, когда забойное давление ниже давления насыщения ($P_{заб} < P_{нас}$), а также при образовании газовых конусов. ТОР применима для всех способов добычи – фонтанного, газлифта и насосного.

Основными положительными эффектами от применения ТОР являются:

- Увеличивает текущий дебит нефти;
- Увеличивает коэффициент нефтеотдачи скважины и всего месторождения;
- Уменьшает содержание воды и газа в добываемой нефти.

Эта технология основывается на построении точной математической модели (на соответствующем симуляторе) всей системы «скважина-пласт», которая учитывает все ее компоненты. Математическая модель позволяет осуществить проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, в призабойной зоне и в пласте, что в свою очередь позволяет максимизировать дебит и увеличить добычу благодаря тому, что забойное давление поддерживается на оптимальном уровне длительное время. Это оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT – характеристик флюида: $R_s(P, T)$ – растворимости газа в нефти; $B_o(P, T)$ – коэффициента сжимаемости нефти; $B_g(P, T)$ – коэффициента сжимаемости газа; $\mu_o(P, T)$ – вязкости нефти; $\mu_g(P, T)$ – вязкости газа и других характеристик системы «скважина-пласт».

Поддержание забойного давления на оптимальном уровне осуществляется при помощи забойного устройства. Принцип работы забойного устройства заключается в следующем:

Забойное устройство спускается в скважину на НКТ и устанавливается при помощи уплотнительного кольца. Кожух забойного устройства крепится к нижнему концу НКТ любыми известными методами, например, при помощи резьбового соединения. Многоступенчатый телескопический дроссель установлен в нижней секции кожуха и состоит из цилиндрических ступеней имеющих диаметры, уменьшающиеся к нижней части устройства.

Многоступенчатая игла расположена внутри телескопического дросселя и состоит из нескольких ступеней, имеющих диаметры, увеличивающиеся в направлении к нижней части. Эти диаметры выбираются таким образом, чтобы они все были меньше, чем диаметр самой нижней ступени дросселя, чтобы игла может перемещаться вверх и вниз по всей длине дросселя. Зазор между самой большой ступенью иглы и наименьшим диаметром дросселя является достаточным для прохождения песка и других мех.примесей, что позволяет избежать забивание зазора во время работы. Точные диаметры и длины различных ступеней иглы и дросселя вычисляются по математической модели. Кроме того, предпочтительно, чтобы ступени иглы и дросселя имели одинаковую длину.

Игла может перемещаться вверх и вниз с помощью приводного устройства, состоящего из электродвигателя с редуктором, приспособленным

для перемещения иглы в ответ на сигнал управления. Приводное средство поддерживаются на нижней части серией распорок, позволяющих нефти и газу войти в отверстие в нижней части.

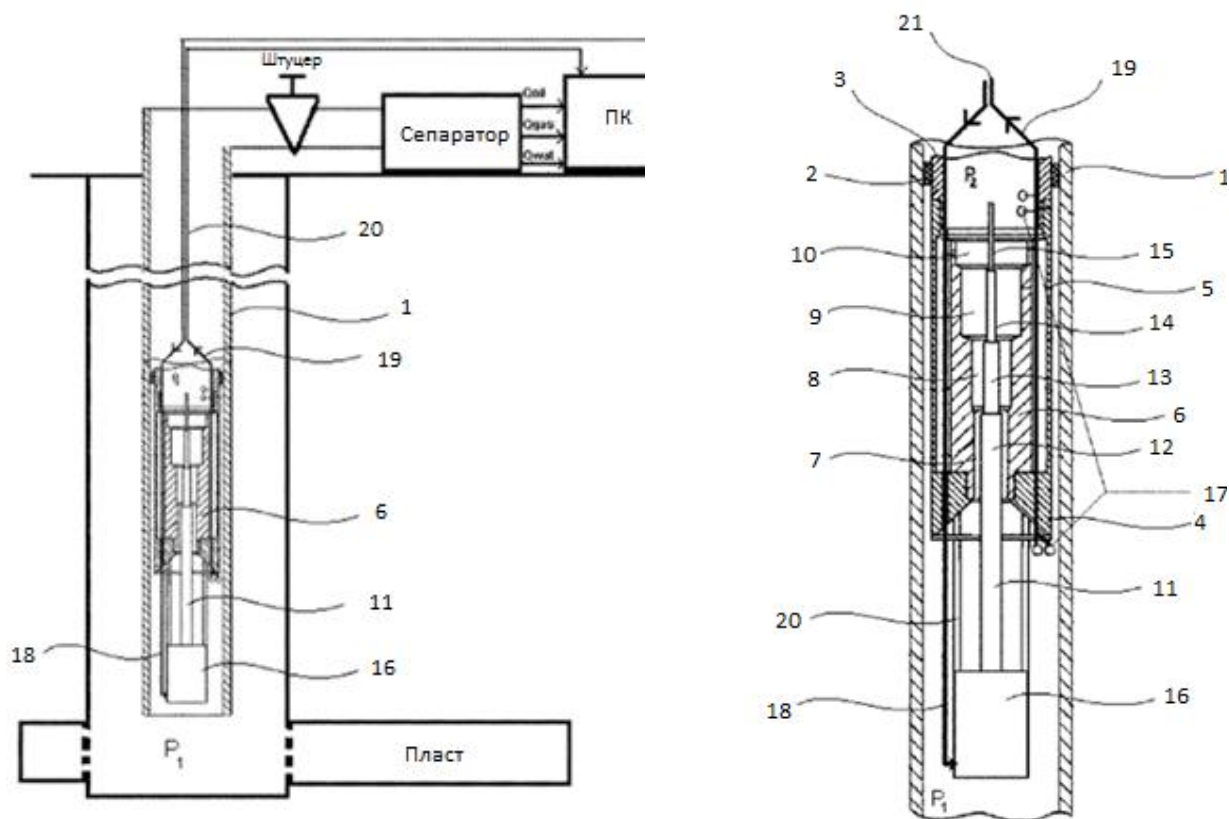


Рисунок 12 - Забойное устройство

а – общий вид; б – схема забойного устройства;

1- скважина; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – НКТ; 4 – нижняя секция кожуха; 5 – кожух забойного устройства; 6 – многоступенчатый телескопический дроссель; 7,8,9,10 – цилиндрические ступени дросселя; 11 – игла; 12,13,14,15 – ступени иглы; 16 – приводное устройство; 17 – датчики; 18 – питающий кабель; 19 – сенсорный кабель; 20 – распорки для подвески приводного устройства; 21 – объединённый кабель питания и передачи информации.

Питание и управляющий сигнал для приводного устройства подаются через питающий кабель, соединяющий приводное устройство с блоком управления, таким как, например, компьютер. Также к компьютеру подключены с помощью сенсорного кабеля различные датчики, такие как датчики давления. Они приспособлены для передачи необходимой информации, например, давлений P_1 ниже и P_2 выше забойного устройства на компьютер. Другая информация, которая может быть передана датчиками, включает в себя скорости потоков различных компонентов скважиной продукции, таких как нефть, газ и вода, их температура и т.д. Кроме этого питающий и сенсорный кабели могут быть объединены в один кабель.

В общем, забойное давление можно регулировать одним из трех режимов работы забойного устройства: полностью автоматический (блок управления меняет местоположение иглы в любое время на основании предопределенного алгоритма компьютерной программы, получая информацию с датчиков на забойном устройстве), полуавтоматической (блок управления используется для управления приводным средством, оставляя возможность вмешательства человека) и ручной (инструмент периодически извлекается и положение иглы регулируется вручную). Каждый из предложенных подходов управления имеет определенные преимущества и недостатки.

Применение технологии TOP на месторождениях Юго-Восточной Азии, Мексиканского залива, Узбекистана дало следующие результаты:

1) Скважина А1, Юго-Восточная Азия:

- Добыча увеличена с 23,5 до 50,5 м³ в день;
- ГФ уменьшен с 6864 м³/м³ до 2221 м³/м³;
- Водосодержание уменьшено с 27% до 5% ;

2) Глубокая (более 4 км) оффшорная скважина в Мексиканском заливе:

- ГФ уменьшен с 586 до 227 м³/ м³;
- Дебит увеличился с 19,2 до 26 м³ в день;
- Водосодержание уменьшено с 9,5% до 0,43%;

3) Скважина 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак) [4]:

- Дебит увеличился на 18%, с 123,8 до 146 м³ в день,
- ГФ уменьшен с 1071 до 803,6 м³/ м³.
- Водосодержание уменьшено с 7,5% до 0,3%;

Из этих данных можно сделать вывод, что при внедрении технологии TOP дебит нефти в среднем увеличивается на 18%, газовый фактор снижается на 50%, а обводненность продукции на 65%. Далее рассмотрим ожидаемый результат от внедрения технологии TOP на скважинах №227, 138, 240 Ванкорского месторождения, учитывая средние показатели эффективности данной технологии.

Таблица 6 - Изменение параметров скважин при внедрении технологии TOP

№ скв.	Параметры до применения TOP				Параметры после применения TOP				Q _ж	Q _н	dГФ
	Q нефти	H ₂ O	Q жид.	ГФ	Q нефти	H ₂ O	Q жид.	ГФ			
	т/сут	%	м ³ /сут	м ³ /т	т/сут		м ³ /сут	м ³ /т			
27	63,9	4,0	79,0	5419,0	89,5	2,6	91,8	2709,5	12,8	25,6	2709,5
38	48,6	8,0	60,0	9364,0	65,1	5,2	68,5	4682,0	8,5	6,5	4682,0
40	244,7	3,0	377,0	2592,0	342,5	15,0	393,8	1296,0	6,8	7,8	1296,0

Как видно, применение технологии TOP снижает значение газового фактора, что приводит к улучшению на рабочих характеристиках погружного

насосного оборудования и предотвращению простоев скважин. Кроме этого увеличится дебит по нефти с одновременным снижением обводненности продукции, что позволит уменьшить вымывание песка из пласта.

Для поддержания добычи нефти на максимальном уровне и избежания ранних прорывов газа рекомендуется применение технологии ТОР (Technology for Optimization of Production) на скважинах Ванкорского месторождения. Данная технология позволит увеличить текущий дебит нефти, коэффициент нефтеотдачи при этом уменьшить содержание воды и газа в добываемой нефти. Также при этом улучшатся рабочие характеристики погружного насосного оборудования и уменьшится вымывание песка из пласта.

3.2.2 Механические примеси

Содержание даже небольшого процента песка в добываемой жидкости отражается на ходе всего процесса эксплуатации скважин. Наличие предельного значения КВЧ (более 60 мг/л) в продукции скважин негативно сказывается на всем технологическом процессе добычи и подготовки нефти. В результате воздействия добываемого вместе с жидкостью песка на оборудование скважина нуждается в подземном, а иногда и капитальном ремонте, а также замене УЭЦН. На рисунке 11 представлена классификация по способу предотвращения или ограничения поступления мех. примесей на прием насоса. Следует отметить, что такой технологический метод как снижение депрессии на пласт приведет к потере в добыче, следовательно, необходимы технические решения по предотвращению поступления мех. примесей на прием УЭЦН.



Рисунок 13 - Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину

Как видно из рисунка 13, на данный момент на Ванкорском месторождении наиболее часто используется фильтр на проволоочной основе типа ФС производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъёма фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распаковывания пакера при СПОи, наоборот, нераспаковывания при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии при извлечении фильтра, пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера, засорение фильтра в результате отсутствия притока. Еще один минус: фильтр ФС спускается только после подтверждения потенциала скважины.

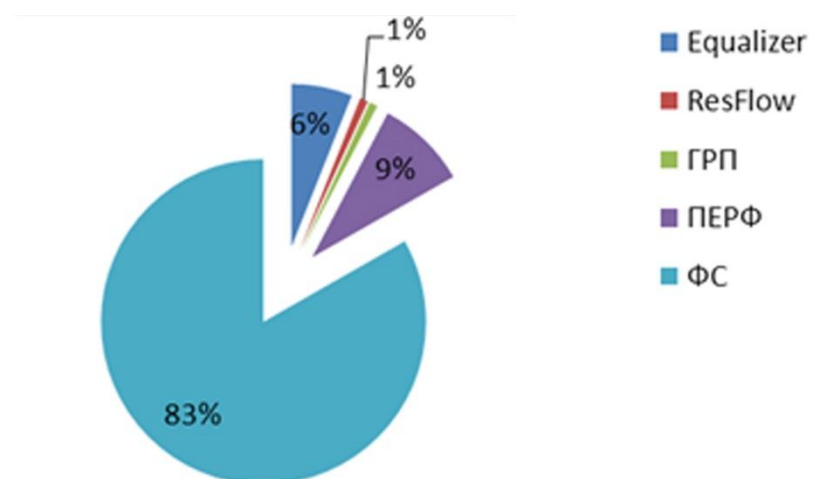


Рисунок 14 - Устройство хвостовика скважин Ванкорского месторождения

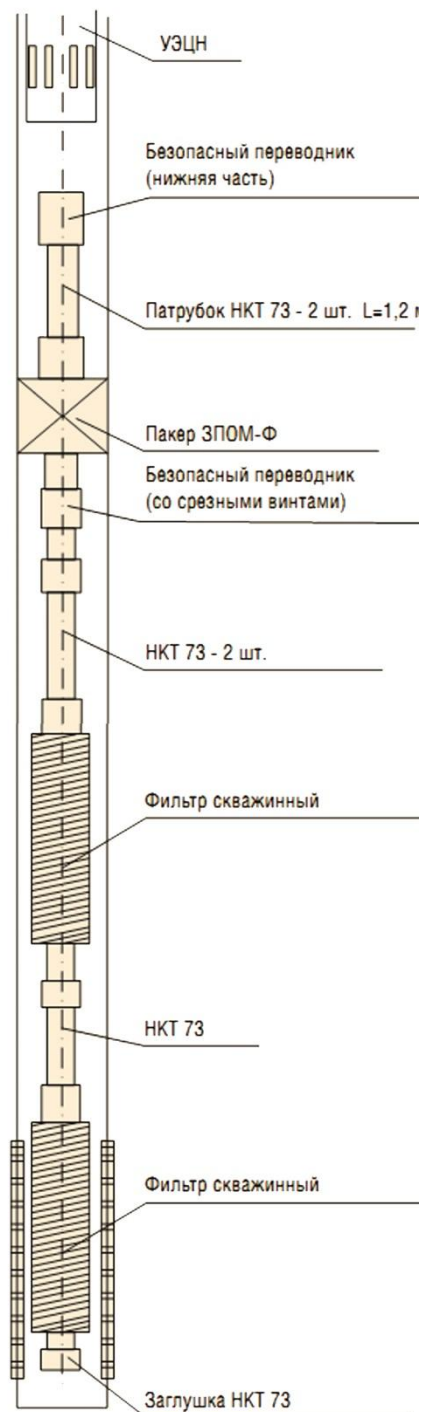


Рисунок 15 - Фильтр на проволочной основе типа ФС

Для установления причин роста КВЧ с проволочным фильтром ФС встала необходимость проведения факторного анализа в комплексе «Statistica», который представлен на рисунке 15.

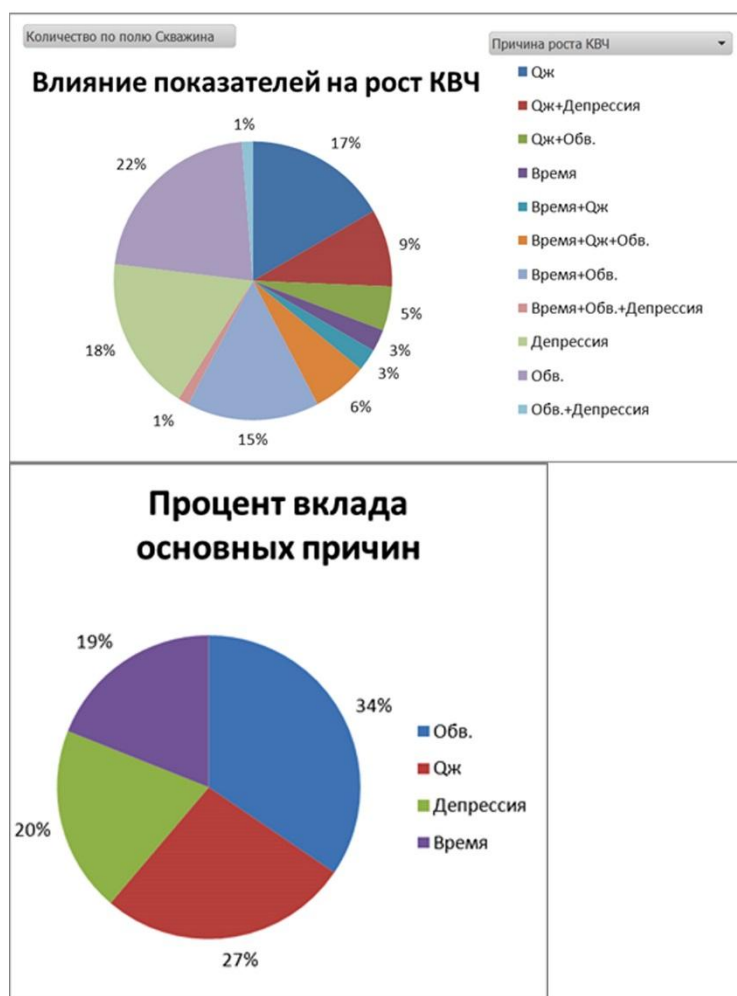


Рисунок 16 - Факторный анализ причин роста КВЧ с проволоочным фильтром

Исходя из результатов, однозначно говорить о каком-то одном наиболее влияющем факторе не представляется возможным. Однако потенциальными кандидатами могут являться скважины с высоким дебитом жидкости и монотонным ростом обводненности, особенно если он носит прорывной характер от системы ППД.

Для снижения выносов КВЧ мною рассмотрены разработки и существующие компоновки фильтров и выявлены основные наиболее применимые Ванкорского месторождения:

Известны различные конструкции фильтров ЗАО «Новомет», ОАО «Алнас», ООО «РЕАМ-РТИ» и др. (Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // «Инженерная практика». 2010, №2.С.6-13), использующих в качестве фильтрующего элемента сетку, проволоку или металлизированный поролон, применение фильтров различной конструкции представлены в таблице 7. Недостатком данных элементов является то, что все они выполнены из металла и способны электрически взаимодействовать с заряженными частицами мех.примеси (эффект налипания).

Таблица 7 –Применение фильтров различной конструкции

Применение фильтров различной конструкции					
Группа	Наименование	Производитель	Краткое описание	Фильтроэлемент	Тонкость фильтрации, мкм
Забойные	Фильтр скважинный ФС-73	ОАО «ТЯЖПРЕССМАШ»	Щелевой фильтр, устанавливается в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера ЗПОМ-Ф и комплектов переводников (2 переводника — нижний безопасный и верхний с левой резьбой)	Высоколегированная сталь	300
Под УЭЦН	Фильтр-насадка ФНТ	ЗАО ПО «СТРОНГ»	Щелевой фильтр с пакером ПРС-146, устанавливается под УЭЦН. Крепится к корпусу ПЗД	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
В составе УЭЦН	ШУМ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, устанавливаемой между входным модулем или газосепаратором и нижней секцией насоса	Для взвешенных твердых частиц	Все размеры
	МВФ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, выполняет роль входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля	Многослойный	250
	ЖНШ	ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь»	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
	ЖНША	ОАО «Алмас»			

Также общим недостатком известных устройств является отсутствие защиты от естественных гидратных и гидратоуглеводородных отложений и коррозии, а также низкая эффективность фильтрации и засорение фильтра. .

Обзор последних патентов на изобретения, направленных на уменьшение содержания КВЧ в продукции за счет использования фильтрующих устройств (Патент №2302514 - Фильтр скважинный насосный, Патент № 2262006 - Устройство для предотвращения засорения механизмов электроцентробежных насосов в скважинах, Патент № 2444613 - Защитное устройство скважинной установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях и д.р) показал, что при создании и реализации отечественных разработок возможно будет достигнуть существенного снижения осложняющих факторов.

Так например, задачей защитного устройства скважинной установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях патент № RU 2444613, представленного на рисунке 17, является не только повышение эффективности защиты УЭЦН при добыче углеводородного сырья в осложненных условиях от мех.примесей, естественных гидратных и гидратоуглеводородных отложений, но так же защита оборудования от коррозии за счет комплексного

использования фильтра мех. примесей, электромагнитного защитного устройства (электромагнитного протектора) и антикоррозионного защитного устройства (протектора-коагулятора). Данная установка включает в себя: силовой кабель 1, эксплуатационную колонну 2, колонну насосно-компрессорных труб (нкт) 3, шламоуловитель 4, сливной клапан 5, обратный клапан 6, электроцентробежный насос (эцн) 7, фильтр эцн 8, гидрозашиту 9, погружной электродвигатель (пэд) 10, электромагнитный протектор 11, разобщитель 12, фильтрующий элемент 13, антикоррозионный протектор 14. Стрелками схематично показано движение скважинной жидкости.

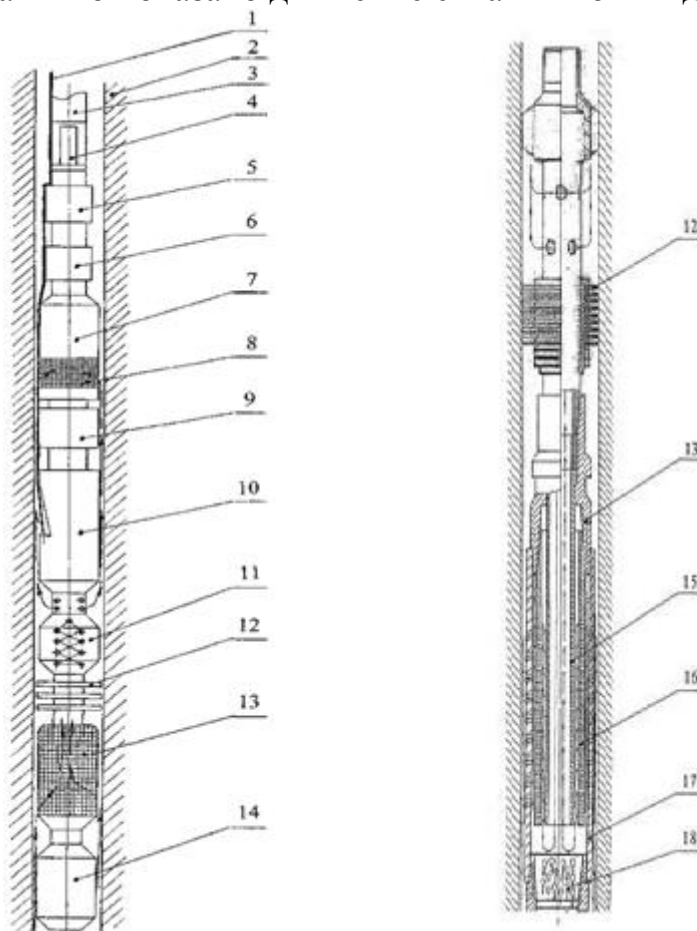


Рисунок 17 - Скважинная компоновка УЭЦН с защитным устройством

Устройство работает следующим образом: механические примеси, находящиеся в пластовой жидкости, проходя мимо антикоррозионного протектора 14, отделяются от потока на неметаллической (капроновой) сетке фильтрующего элемента 13 с лабиринтным входом. Фильтрующий элемент 13 дополнительно оснащен промежуточной трубой 16, перфорированной так же, как корпус 17, и разделяющей нисходящий поток жидкости на два канала с меньшим суммарным сечением, при этом формируется лабиринтный направляющий канал, ускоряющий восходящий поток жидкости. При этом более мелкие механические примеси, прошедшие через сетку фильтрующего элемента 13, проходят через этот лабиринтный направляющий канал,

сепарируются и выпадают в осадок. Далее очищенная пластовая жидкость поднимается по центральной трубе 15, затем через разобщитель 12 и через электромагнитный протектор 11 выходит в затрубное пространство под ПЭД 10. Далее подготовленная жидкость проходит мимо ПЭД 10 на входной модуль ЭЦН 7, где дополнительно очищается фильтром ЭЦН 8, выполненным также на основе неметаллической (капроновой) сетки. Затем жидкость проходит через ЭЦН 7, обратный клапан 6, шламоулавнитель 4 и по НКТ 3 поднимается на поверхность. Предотвращение естественных гидратных и гидратоуглеводородных отложений на элементах скважинной компоновки, включая УЭЦН, осуществляется за счет генерации электромагнитного поля, которое инициирует объемное кристаллообразование и повышает его скорость, тем самым существенно уменьшает кристаллообразование на поверхности скважинной компоновки. При этом образовавшиеся в объеме флюида твердые частицы уносятся этим флюидом на поверхность. Защита от коррозии осуществляется посредством антикоррозионного протектора 14. Использование неметаллических сеток в фильтрующих элементах 8 и 13 позволяет исключить электрическое взаимодействие между поверхностью фильтрующего элемента и заряженными частицами мех.примеси, т.е. предотвращается налипание твердых частиц на фильтрующую поверхность.

Принцип действия и устройство электромагнитного протектора основан на инициировании объемного кристаллообразования и повышении его скорости, за счет воздействия электромагнитного поля на потокжидкости. В результате действия силы Лоренца скорость частиц жидкости увеличится и будет представлять собой спираль, тем самым за счет повышения скорости частиц, будет возникать кристаллообразование АСПО. Чем выше электромагнитное воздействие, тем выше скорость и меньше радиус спирали. При этом образовавшиеся в объеме флюида твердые частицы уносятся этим флюидом на поверхность.

Действие антикоррозионной защиты базируется на электролизе воды, эмульгированной в нефти, что позволяет снизить степень коррозионного разрушения насосного оборудования вследствие его катодной поляризации. Кроме того, например, при использовании магний-цинковых материалов в составе антикоррозионного протектора создается на внешних поверхностях УЭЦН магнетитовая защитная пленка с низкой адгезией, предотвращающая доступ коррозионной среды к поверхности защищаемого оборудования.

Данный фильтр позволил бы не только снизить КВЧ на приеме насоса, но и предотвратить коррозию насосного оборудования, что при высокой обводненности является одной из основных причин выхода из строя УЭЦН.

4 Безопасность и экологичность

Добыча нефти и газа является сложным технологическим процессом, который включает в себя извлечение пожароопасных и взрывоопасных веществ. Данный процесс осуществляется на оборудованном производственном участке, на котором ведётся эксплуатация опасных производственных объектов, расположенных в населённых районах, что накладывает на производственные предприятия особую ответственность по обеспечению безопасности людей и охране окружающей среды.

Деятельность по добыче нефти является постоянным источником техногенной опасности и возникновения аварий, сопровождающихся чрезвычайными ситуациями и загрязнением окружающей среды, на предприятии обязательно должны обеспечиваться требования по охране труда.

Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях Крайнего Севера, где расположено Ванкорское месторождение.

Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

К опасным и вредным производственным факторам, которые могут воздействовать на работников относятся:

- повышенная вибрация;
- повышенный шум;
- движущиеся машины и механизмы;
- вредные и опасные химические вещества;
- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- взрывопожароопасность производственного процесса;
- нервно-психические перегрузки;
- воздействие пониженных и повышенных температур;
- электрический ток [13].

В таблице 8 представлены возможные аварийные ситуации и их воздействия на окружающую среду [14].

Таблица 8 – Перечень возможных аварийных ситуаций

Возможные аварийные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений фланцев	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - разлив хим.реагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами хим.реагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - разлив хим.реагента в помещении УДХ - загазованность помещения -отравление парами хим.реагента, Облив хим.реагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания -загазованность территории и помещения

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [15].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Ванкорское месторождение находится в Туруханском районе, расположенном в климатическом регионе Ib. Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до - 57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с. Средняя температура воздуха зимних месяцев -41С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [15].

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах. Показатели микроклимата на Ванкорском месторождении соответствуют категории Пб [16].

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах для категории тяжести выполняемых работ Пб отражены в таблице 9 [17].

Таблица 9 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ по уровню энерготрат, Вт	Температура, С°		Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с	
		Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
Холодный	Пб (233-290)	19,1-22,0	19,5-23,9	40-60	15-75	0,2	0,3
Теплый	Пб (233-290)	21,0-27,0	16,0-18,9	40-60	15-75	0,2	0,3

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. В зимнее время проходы периодически чистятся и содержатся в соответствующем состоянии.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м²[18].

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м²[18].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 10[19].

Таблица 10 – Нормы освещенности на кустовых площадках.

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампы накаливания, (лк)	Газоразрядной лампы, (лк)
Рабочая площадка	VIII а	30	75

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики условий труда

Характеристики	Классификация характеристик в производственных помещениях
1	2
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания

Окончание таблицы 11

1	2
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	15/15
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	85/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ). В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.) [20].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами.

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 12 [21].

Таблица 12 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м3
1	2
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О2	4
Сероводород в смеси с углеводородами С1—С5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000

Окончание таблицы 12

1	2
Углеводороды C1—C10	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений.

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности[22].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [11].

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II [23].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [24], [25].

В таблице 13 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [26], [27].

Таблица 13 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в ЦДНГ Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт. [28].

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устьевой арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания.

Извещать работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ можно при помощи сигнализаторов СВК-3М1, СГП-1ХЛ4, которые реагируют на наличие в воздухе горючих веществ (паров нефти и нефтепродуктов).

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения -отравление парами хим.реагента, облив хим.реагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> -выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

Технологический процесс заводнения нефтяных залежей связан со сбросом загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, это приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промысловые сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод – повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

В ООО «РН-Ванкор» по охране и рациональному использованию водных ресурсов выполняется множество мероприятий, а именно:

- капитальный ремонт водоводов;
- внедрение металлопластмассовых труб;
- использование ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов;
- метод внедрения протекторной защиты от коррозии трубопроводов и запорной арматуры на блоках гребенок;
- герметизация эксплуатационной колонны;
- ликвидация нефтегазопроявлений.

Для борьбы с загрязнением воздуха используют методы по снижению выбросов.

Проектом освоения Ванкора предусмотрено 100%-е обезвреживание отходов, на месторождении применяется уникальная технология термостабилизации почвы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ факторов, которые приводят к преждевременному выходу из строя УЭЦН скважин Ванкорского месторождения.

Было выявлено, что существующие методы борьбы с такими осложняющими факторами как КВЧ, являются не эффективными, что приводит к преждевременному выходу из строя УЭЦН и высоким затратам на реализацию КРС и закупку нового оборудования.

Также за счет постоянно увеличивающейся депрессии происходит ранний прорыв газа и увеличение обводненности в скважине. Эти факторы влияют на нормальную работу УЭЦН и увеличивают преждевременные отказы.

Из рассмотренных технологий и изобретений рекомендовано пробно, с целью наработки на отказ УЭЦН, а так же увеличения дебита нефти, снижения добычи газа в скважине и уменьшения процента обводненности, применить технологию TOP (Technology for Optimization of Production), реализовать изобретение, ранее не применявшегося ни на одном месторождении, патентный номер которого № RU 2444613, которое позволит снизить КВЧ на приеме насоса и предотвратить коррозию насосного оборудования.

Технология TOP, исходя из опыта применения данной технологии на месторождениях в Узбекистане, Юго-Восточной Азии и Мексиканском заливе, геологических свойств коллектора которых схожи со свойствами ВНКМ, позволит повысить дебит нефти, а так же уменьшить дебит газа, снизить обводненность продукции.

При правильной реализации запатентованного изобретения «Защитное устройство скважинной установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях» будет снижено не только КВЧ, но и осуществлена защита оборудования от коррозии за счет комплексного использования фильтра мехпримесей, электромагнитного защитного устройства (электромагнитного протектора) и антикоррозионного защитного устройства (протектора-коагулятора).

Использование такого комплекса мер позволит сэкономить на КРС, ремонте и замене насосного оборудования, а так же позволит увеличить коэффициент продуктивности скважины и срок ее эксплуатации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
БК - боковой каротаж
ВНК – водонефтяной контакт
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНК – газонефтяной контакт
ГРП – гидроразрыв пласта
ГТЭС – газотурбинная электростанция
ГФ – газовый фактор
ЗВ - загрязняющие вещества
КВД – кривая восстановления давления
КВЧ – количество взвешенных частиц
КИН – коэффициент извлечения нефти
КРС – капитальный ремонт скважин
КС - компрессорных станций
ЛН – лампа накаливания
ЛЭП – линия электропередачи
МОВ - метод отраженных волн
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ПДК – предельно-допустимая концентрация
ПЛА – план ликвидации аварий
ППД – поддержание пластового давления
ТОР – technology for optimization of production
УЭЦН – установка электро-центробежного насоса

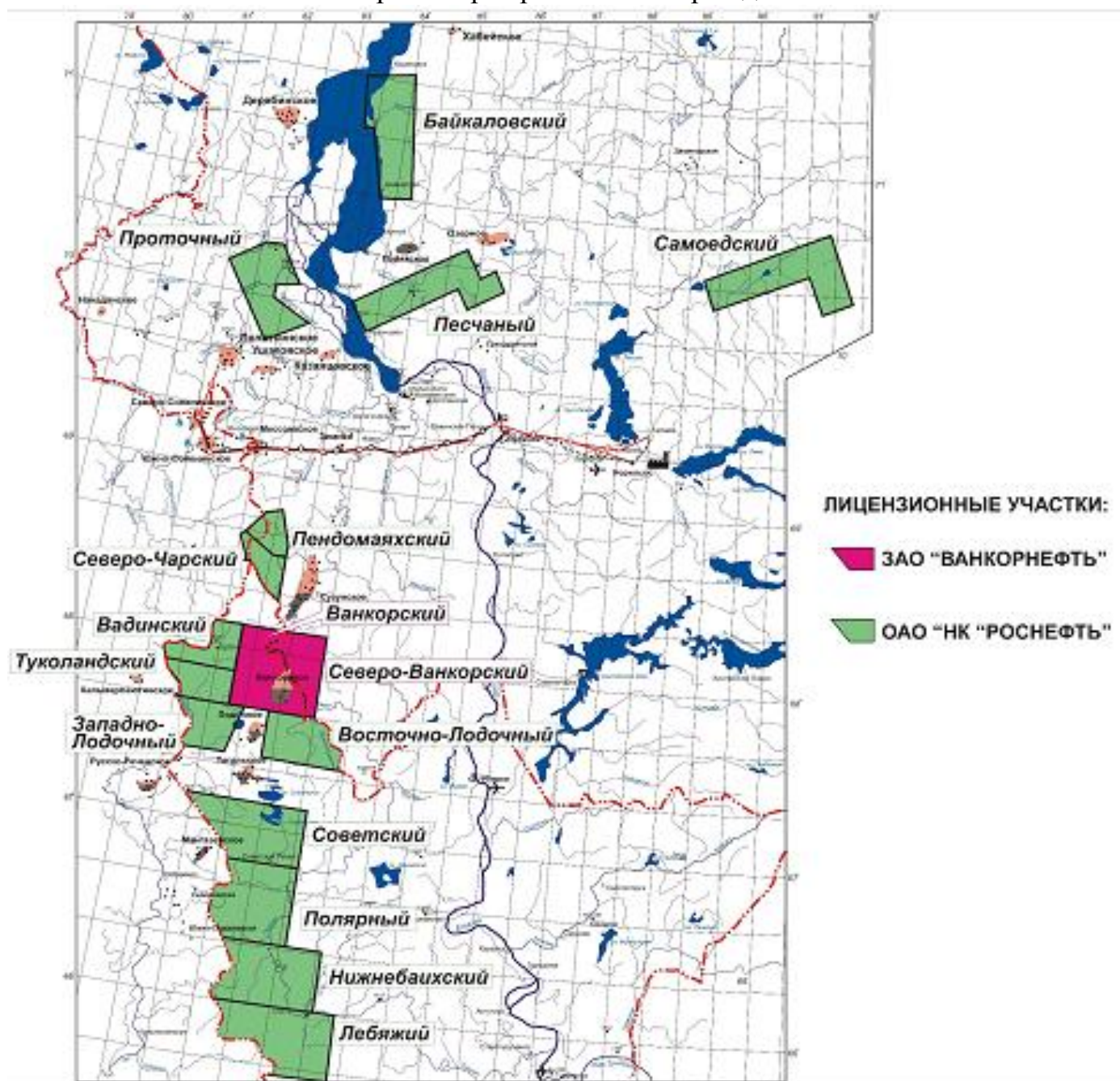
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Все о нефти [Электронный ресурс]: Установка электроцентробежного насоса. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/ustanovka-ESP.html>.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М.: Основы нефтегазового дела – Уфа, 2002. – 528 с.
3. Автореферат «повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях самотлорского месторождения» Генералов Иван Викторович. - Уфа, 2005
4. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 8 "Расчет и анализ воздействия многолетнемерзлых пород на крепление скважины № 338 ванкорского месторождения в период эксплуатации " Г.В. Зверев, А.Ю. Тарасов
5. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения
6. Журнал: Нефтяник Удмуртии №32 (1623) 28 августа 2009 года
7. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений, 1949г. – 241 с.
8. Руководство по эксплуатации скважин УЭЦН в ОАО «Татнефть»
9. Справочник инженера по добыче нефти, нефтяная компания ЮКОС Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2002
10. Насосы погружные центробежные для добычи нефти ЭЦНА. Техническое описание. – Альметьевск.: АЛНАС, 1999. – С.36.
11. Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика» 02.2010.
12. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – введ. 18.11.1974. – Москва :Стандартинформ, 1974. – 5 с.
13. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».– введ. 30.06.2003. – Москва :Стандартинформ, 2003. – 167 с.
14. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск :Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47с.
15. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».– введ. 01.10.1996. – Москва :Стандартинформ, 1996. – 12 с.
16. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».– введ. 01.01.1989. – Москва :Стандартинформ, 1989. – 78 с.

17. СНиП II-92-76 «Строительные нормы и правила. Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий».– введ. 01.07.1977. – Москва :Стандартинформ, 1977. – 35 с.
18. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение».– введ. 01.01.1996. – Москва :Стандартинформ, 1996. – 79 с.
19. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».– введ. 01.07.1990. – Москва :Стандартинформ, 1990. – 7 с.
20. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».– введ. 30.04.2009. – Москва :Стандартинформ, 2009. – 3 с.
21. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».– введ. 30.06.2003. – Москва :Стандартинформ, 2003. – 31 с.
22. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».– введ. 01.05.2009. – Москва :Стандартинформ, 2009. – 35 с.
23. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».– введ. 01.07.2015. – Москва :Стандартинформ, 2015. – 33 с.
24. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».– введ. 21.06.2003. – Москва :ПАО ОБТ, 2003. – 167 с.
25. ГОСТ Р 51330.09-99 «Электрооборудование взрывозащищенное».– введ. 09.12.1999. – Москва :Стандартинформ, 1999. – 99 с.
26. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».– введ. 01.01.1991. – Москва :Стандартинформ, 1991. – 112 с.
27. ПБ 09-170-97 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».– введ. 21.11.2002. – Москва :Стандартинформ, 2002. – 37 с.
28. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».– введ. 30.06.2003. – Москва :Стандартинформ, 2003. – 111 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Обзорная карта района месторождения



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Геолого-физическая характеристика месторождения

Параметр/пласт	ДЛ-I-III	Як I	Як I-1	Як I-2	Як-II	ЯК III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Размеры, км	27x10	7,7x5,8	9,98	6,2	9,х15	11x4	29x13	5,8x4	33,5x13,9	30x11
ГВК, м	978,6	-	-1588	-1560		-	-	-2368	-	-
ГНК, м	-	1579,9	-	-	-1600	-	-1616	-2368	-2553,4	-2716
ВНК	-	от -1581 до -1594,3	-	-	от - 1600,6 до - 1635,6	- 1626,5	от -1635,2 до -1653,9	-2375	от - 2646,9 до -2672,5	от - 2747,1 до -2766,8
Эффективные значения нефтенасыщенных толщин	-	0,5-10,6	-	-	-	-	0,6-41,4	0,9- 6,8	0,7-18,5	1,2- 39,7
Средневзвешанная по площади нефтенасыщенная толщина	-	2,4	-	-	-	-	17,7	3,5	7,5	17,5
Эффективные значения газонасыщенных толщин, м	3,1 - 30	1,8 -9	1-6,9	0,7- 3,4	0,5-8,3	0,3- 10,2	0,7 - 22,5	0,9- 6,8	0-2	0,7 - 42,6
Средневзвешенная по площади газонасыщенная толщина, м	12	3,6	2,5	1,7	2,50	3,5	6,9	3,5	1,2	14,5

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Физические свойства нефти и газа, пластовая температура

Пластовое давление, температура и физические свойства нефти и газа										
Параметр/пласт	ДЛ- I-III	Як I	Я к I- 1	Я к I- 2	Як-II	ЯК III	Як-III-VII	Сд- IX	Нх-I	Нх- III- IV
Плотность нефти , г/см ³		0,91 2			0,89 3	0,89 3	0,907	861, 3	0,82 9	0,84 3
Газосодержание , м ³ /т		54,6			60,6	60,6	59,5	78,6	171, 2	184, 5
Пересчетный коэффициент (θ)		0,91 1			0,88 7	0,88 7	0,893	0,84	0,73 4	0,72
Начальное пластовое давление, Мпа	9,6	15,7			15,9		15,9-для южного купола 16,1 - для северного	23,6 5	25,9	27,3
Пластовая температура, К	285	302			303		305	326	331	336
Вязкость, мПа*с	12, 9	6,4				6,4	8,7		0,6	0,6
КИН		0,20 1			0,31 6	0,36 3	по Ванкорскому ул.у В-0,455 С1- 0,454 В+С1- 0,455 по Северо- Ванкорскому ул.у В-0,413 С1- 0,379, В+С1- 0,406	0,26 1	0,37 2	0,40 8

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Состояние и изменение запасов нефти по Ванкорскому месторождению

Пласт, залежь	Категор ия запасов	Начальные запасы на 01.01.2014	Изменение запасов в 2014 году за счёт				Начальные запасы на 01.01.2015
		Геолгически е, тыс.т	добыч и	развед ки	переоце нки	преда чи	Геолги- ческие, тыс.т
				геол.	геол.	геол.	
Як-I Северная залежь	C1	0		0			0
Як-II	C2	3867		1917			5784
	C1	0		0			0
Як-III	C2	8810		4132			12942
	B	0		0			0
Як-III-VII	C1	7050		3796			10846
	B + C1	7050		3796			10846
	C2	9313		-9313			0
	B	493258		59115			552373
Сд-IX	C1	90173		-64610			25563
	B + C1	583431		-5496			577935
	C2	17592		-17592			0
	C1	5082		-677			4404
	B + C1	5082		-677			4404
	C2	1702		-1702			0
Нх-I	B	79903		7930			87832
Нх-III-IV	C1	45510		-15437		1964	32037
	B + C1	125412		-7507		1964	119869
	C2	608		-237		143	515
	B	274996		18612			293608
Итого по месторожден ию	C1	36188		-5508			30680
	B + C1	311184		13104			324288
	C2	2830		-2830			0
	B	848156		85657			933813
	C1	184003		-82436		1964	103530
	B + C1	1032159		3221		1964	1037343
	C2	44722		-25625		143	19240

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Фактическая добыча нефти, конденсата, природного, попутного и газа газовых шапок с объектов разработки Ванкорского месторождения по годам

Наименование объекта (пласт)	Добыча нефти, тыс.т							
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Як-III	0	0	0	0	0	20	63	162
Як-IV-VII	0	3	8	2351	8277	9180	11636	13427
Нх-I	0	0	0	51	447	1235	1220	1169
СД-IX	0	0	0	0	0	0	0	8
Нх-III-IV	0	0	0	1055	3341	3677	4252	5307
Наименование объекта (пласт)	Добыча конденсата, тыс.т							
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Як-III	0	0	0	0	0	0	0	0
Як-IV-VII	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-I	0	0	0	0	0	0	0	0
СД-IX	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-II-IV	0	0	0	0	0	140	225	297
Наименование объекта (пласт)	Добыча природного газа, тыс.м3							
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Дл-I-III	10412	43254	64272	128433	207657	289000	387613	428511
Наименование объекта (пласт)	Добыча попутного нефтяного газа, тыс.м3							
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Як-III	0	0	0	0	0	1215	3830	14038
Як-IV-VII	0	98	325	143445	504943	560764	730432	911005
Нх-I	0	0	0	10390	103553	379508	450422	310090
СД-IX	0	0	0	0	0	0	0	2473
Нх-III-IV	0	0	0	222643	704996	776671	897087	1120231
Наименование объекта (пласт)	Добыча газа газовой шапки, тыс.м3							
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.
Як-III	0	0	0	0	0	422	20825	9770
Як-IV-VII	0	0	0	43047	1575472	1429025	1513130	1737637
Нх-I	0	0	0	0	0	0	0	0
СД-IX	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-III-IV	0	0	0	0	0	725109	1271867	1687450

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Применяемые технологии по уменьшению осложняющих факторов на Ванкорском месторождении

Проблема	Технология 1		Технология 2		Технология 3		Технология 4		Технология 5	
	Наименование	Объем внедрения	Наименование	Объем внедрения	Наименование	Объем внедрения	Наименование	Объем внедрения	Наименование	Объем внедрения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Солеотложение	Постоянное дозирование ИС (СНПХ 5312Т)	2 скв.	Периодическое закачки ИС агрегатом в затрубное пространство	6 скв.	Применение ингибиторной трубки для закачки ИС до приема ЭЦН	1 скв.	Профилактические СКО	4 скв.		
Коррозия	Периодическое дозирование ИК через БДР	23 скв.	Периодическое закачки ИК агрегатом в затрубное пространство	22 скв.	Использование УЭЦН с монельным покрытием корпуса	100 %	Внедрение центраторов (150мм) на УЭЦН для предотвращения мех. повреждений корпусов ПЭД и ЭЦН при СПО	41	НИОКР: Определение причин коррозии погружного оборудования и НКТ, разработка методов борьбы.	1 проект
Механические примеси	Применение забойных противопесочных фильтров на добываю	100 %	Применение УЭЦН износостойкого исполнения	100%	Использование датчиков давления на	71	ОПИ фильтров в РЕАМ-РТИ	3 комплекта		

Окончание приложения Е

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	щихск важин ах				выкиде ЭЦН для оценки степени деграда ции ЭПО по износу.					
АСПО	Механ ическа я очистк а НКТ (скреб ковани е)	112 скв.	Приме нение раство рителя АСПО (Прал ьт- НК2)	При засорени и ЭЦН и непрохо ждении скребка	ОПИ ингибит ора АСПО (СНПХ- 7821)	3 скв.	Примен ение ингибит орной трубки для закачки ИАСП О до приема ЭЦН	1 скв.		
Высоки й газовы й фактор	Приме нение газосе параторов	100 %	Мульт ифазн ые насос ы в танде ме с г/с	100%	Внесен ие в базу ПО RosPU MP уточнен ных характе ристик по всей линейке примен яемого ПО.	1 прое кт	Исполь зование датчиков в давлени я на выкиде ЭЦН для оценки степени деграда ции ЭПО по газу.	71		

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Требования к сбору, накоплению и утилизации отходов

НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДА	КЛАСС ОПАСНОСТИ	ОПАСНЫЕ СВОЙСТВА ОТХОДА	МЕСТО НАКОПЛЕНИЯ	ТРЕБОВАНИЕ К СБОРУ, НАКОПЛЕНИЮ И УТИЛИЗАЦИИ
1	2	3	4	5
Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	1	Токсичность	Комплекс утилизацииотходов	Собираются в металлические контейнера либо коробки из фанеры или ДСП, промаркированные «Для люминесцентных ламп» После накопления размещаются в металлических контейнерах. В месте накопления должно быть предусмотрено наличие емкости с водой и реагент (перманганат калия). Передача отходов осуществляется организации, имеющей лицензию на обращение с опасными отходами. Вывоз отходов осуществляется по мере накопления.
Аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные с не слитым электролитом	2	Токсичность	Комплекс утилизацииотходов	Собираются в металлический закрытый контейнер со стеллажами, который должен быть промаркирован «Для отработанных кислотных аккумуляторов». В контейнере должен быть предусмотрен реагент (сода, гашеная известь). Передаются специализированному предприятию.
Отходы, содержащие медь, несортированные	3	Токсичность	Комплекс утилизацииотходов	Собирается и хранится отдельно от лома черных металлов в складском охраняемом помещении, в металлической емкости, промаркированной «Для отходов, содержащих цветные металлы». Вывозится по мере накопления и передается специализированному предприятию для переработки.Обращение регламентируется Стандартом Компании «Порядок сбора, хранения и реализации лома черных и цветных металлов» № П2-02 С-005.
Масла моторные отработанные	3	Пожароопасность	Комплексеутилизацииотходов	Сбор и хранение осуществляется в металлических емкостях на специально оборудованной площадке, обозначенной «Для хранения отработанных нефтепродуктов». Раздельное хранение различных видов масел в рамках выполнения требований перерабатывающих предприятий является обязательным. Не допускается: - переполнение емкостей для хранения масла и пролив на рельеф; - попадание воды внутрь емкостей для хранения масла (в соответствии с требованиями перерабатывающих предприятий).
Масла трансмиссионные отработанные	3	Пожароопасность	Комплекс утилизацииотходов	
Масла гидравлические отработанные	3	Пожароопасность	Комплекс утилизацииотходов	
Масла промышленные отработанные	3	Пожароопасность	Комплекс утилизацииотходов	

Продолжение приложения Ж

1	2	3	4	5
Шлам нефтеотделительных установок	3	Пожароопасность, токсичность	Комплекс утилизации отходов	Сбор осуществляется в герметичные металлические емкости или контейнеры, и сразу же вывозятся на площадку временного хранения отходов с последующей утилизацией на установке инсинератор ИН.
Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти	3	Пожароопасность, токсичность		
Отработанные масляные фильтры	3	Пожароопасность, токсичность	Промышленная площадка	Сбор осуществляется в металлических ящиках на удалении от источников возгорания и горючих материалов. Ящики промаркированы «Отработанные масляные фильтры». Утилизируется на установках «Форсаж-2М» или инсинераторе ИН.
Песок, загрязненный мазутом (содержание мазута – 15 % и более)	3	Пожароопасность, токсичность	Комплекс утилизации отходов	Сбор осуществляется в герметичные металлические ящики, контейнера. Вывозится на площадку временного хранения отходов с последующей утилизацией на установке УЗГ-1, мини-заводе по утилизации отходов бурения, Инсинератор ИН.
Обтирочный материал (ветошь), загрязненный маслами (содержание масел 15% и более)	3	Пожароопасность	Промышленная площадка	Сбор осуществляется в металлических ящиках на удалении от источников возгорания. Ящики промаркированы «Для ветоши». Не допускается: - поступление промасленной ветоши в контейнеры для ТБО либо для других видов отходов; - поступление посторонних предметов в контейнеры для сбора промасленной ветоши. Утилизируется на установках «Форсаж-2М» или инсинераторе ИН.
Обтирочный материал (ветошь), загрязненный маслами (содержание масел менее 15%)	4	Пожароопасность	Промышленная площадка	
Сальниковая набивка асбесто-графитовая, промасленная (содержание масел менее 15%)	4	Пожароопасность	Промышленная площадка	
Покрышки отработанные	4	Данные не установлены	Комплекс утилизации отходов	Хранятся на площадке с твердым основанием на удалении от источников возгорания. Используются в строительстве мостовых переходах или утилизируются на установке для экологического чистого уничтожения бытовых и промышленных отходов инсинератор ИН или передается специализированным организациям.
Отходы твердых производственных материалов, загрязненные нефтяными и минеральными жировыми продуктами (отработанные воздушные фильтры)	-	Данные не установлены	Промышленная площадка, Комплекс утилизации отходов	Собираются и накапливаются в металлических ящиках на удалении от источников возгорания и горючих материалов. Ящики должны быть промаркированы «Для отработанных промасленных фильтров». Утилизируется на установках «Форсаж-2М» или инсинераторе ИН.
Отходы твердых производственных материалов, загрязненные нефтяными и минеральными жировыми продуктами (отработанные масляные фильтры)	-	Данные не установлены		

Продолжение приложения Ж

1	2	3	4	5
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	4	Данные не установлены	Контейнера вахтовых поселков и административных зданий	Сбор осуществляется в пакеты (мешки) или специальные металлические контейнера, установленные на асфальтированной площадке или площадке из бетонных дорожных плит. Контейнеры промаркированы – «Для мусора». Не допускается: - поступление в контейнеры для ТБО отходов, не разрешенных к приему на полигоны ТБО, в особенности отходов 1 и 2 класса опасности; - использование ТБО на подсыпку дорог, стройплощадок и т.п.; - сжигание ТБО на стройплощадке, в особенности около мест постоянного пребывания обслуживающего персонала или вблизи жилой зоны; - переполнение контейнеров; должен быть обеспечен своевременный вывоз ТБО. Утилизируется на установках «Форсаж-2М» или инсинераторе ИН.
Отходы из жилищ несортированные				
Мешкотара полипропиленовая	4	Токсичность	Промышленная площадка	Собираются в полипропиленовые мешки в складском помещении. Утилизируется на собственной установке инсинератор ИН.
Отходы (осадки) из выгребных ям и хозяйственно-бытовые стоки	4	Данные не установлены	Заглубленные дренажные емкости	Закачка в ассенизаторскую машину с последующей утилизацией на очистных канализационных установках (КОУ).
Отходы (осадки) при механической и биологической очистке сточных вод	-	Токсичность	Комплекс утилизацииотходов	Собираются в специальные (фильтрующие) мешки. Преимущественно должны использоваться при проведении рекультивации. Утилизируются на установке инсинераторе ИН.
Отходы затвердевшего полиуретана, полиуретановой пены или пленки	5	Отсутствуют	Промышленная площадка	Собираются в пакеты (мешки) и утилизируются на установке инсинераторе ИН или «Форсаж-2М».
Отходы гетинакса, текстолита, вулканизированной фибры, пленкосинтетического картона (отработанные накладки тормозных колодок)	-	Данные не установлены	Комплекс утилизацииотходов	Должны собираться в контейнерсоответствующей маркировки. По мере накопления должны передаватьсяспециализированным организациям по договору.
Отходы черных металлов с примесями (Тара из-под лакокрасочных материалов)	4	Данные не установлены		

Окончание приложения Ж

1	2	3	4	5
Минеральный шлам (буровой)	5	Данные не установлены	Шламонакопитель	Первичный сбор осуществляется в специальные амбары или предназначенный автотранспорт (шламовозы) с последующей транспортировкой на шламонакопитель или на установку по закачки в пласт. После переработки или отверждения используется в строительстве. Обращение регламентируется инструкцией «Управление отходами бурения на производственных объектах «Общества» Р4-05_I-007_UL-054.
Бой бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	5	Данные не установлены	Промышленная площадка	Должны собираться и использоваться при строительстве тела кустовых площадок и автодорог.
Отходы цемента в кусковой форме				
Лом черных и стальных металлов	5		Промышленная площадка, комплекс утилизации отходов	Собирается и хранится в металлическом ящике или мульдах. Передается предприятию, имеющему лицензию. Обращение регламентируется Стандартом Компании «Порядок сбора, хранения и реализации лома черных и цветных металлов» № П2-02 С-005.
Шлак сварочный	4	Данные не установлены	Промышленная площадка, комплекс утилизации отходов	Накопление в металлическом ящике. Передается предприятию, имеющему лицензию.
Остатки и огарки стальных электродов	5	Отсутствуют		
Обрезки резины	5	Данные не установлены	Промышленная площадка	Сбор в мешки с последующей утилизацией на установке инсинератор ИН или «Форсаж-2М»
Древесные отходы из натуральной чистой древесины несортированные	5	Данные не установлены	Промышленная площадка	Преимущественно должны использоваться вторично или утилизируются на установке инсинератор ИН или «Форсаж-2М»
Отходы упаковочной бумаги незагрязненные	5	Данные не установлены	Промышленная площадка	Бумага собирается навалом на площадке под навесом или в пакеты. Вывозится на установку инсинератор ИН или «Форсаж-2М» или накапливаться для последующей сдачи в качестве макулатуры.
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	5	Данные не установлены	Контейнера объектов общественного питания	Собираются в герметичные пакеты или контейнер на специально оборудованной площадке и ежедневно вывозятся для последующей утилизацией на установке инсинератор ИН или Форсаж-2М